Ing. I. BADEA, ing. Gh. BROŞTEANU,
ing. I. CHENZBRAUN, ing. P. COLUMBEANU

PROTECŢIA PRIN RELEE ŞI AUTOMATIZAREA SISTEMELOR ELECTRICE

Ediţia a II-a,
revăzută şi completată



EDITURA TEHNICĂ
Bucureşti — 1973

PREFAȚĂ LA EDIȚIA ÎNTÎI

Dezvoltarea considerabilă a energeticii în țara noastră, crearea unei puternice baze energetice, indispensabilă industriei noastre socialiste în plină dezvoltare, a pus în fața inginerilor și tehnicienilor o serie întreagă de probleme dintre cele mai importante. Pe de o parte este necesar să se îmbunătățească continuu calitatea energiei electrice livrate consumatorilor — menținerea constantă a frecvenței și a tensiunii și continuitatea în alimentare — iar pe de altă parte să se reducă prețul de cost al acesteia, prin funcționarea agregatelor în condiții cît mai economice.

Aceste probleme devin din zi în zi mai importante, pe măsura creșterii puterilor instalate în centralele și în stațiile electrice sau transportate pe liniile de transport și de distribuție.

Un rol de seamă în asigurarea funcționării în cît mai bune condiții a sistemelor energetice îl joacă automatizarea. Se poate afirma, fără nici o tendință de exagerare, că nu mai este posibilă funcționarea instalațiilor energetice cu respectarea cerințelor tehnico-economice actuale, fără introducerea pe scară largă a automatizărilor.

În concepția noastră, automatizarea are ca prim scop ameliorarea funcționării instalațiilor industriale din toate punctele de vedere — tehnic, economic, social; reducerea sau eliminarea intervenției umane nu constituie un scop în sine decît în măsura menajării eforturilor muncitorilor, a reducerii timpului de lucru sau a creării posibilității de utilizare mai judicioasă a acestora în diferite alte sectoare importante ale economiei naționale.

Se poate afirma că — dată fiind dezvoltarea anticipată a energeticii față de celelalte ramuri industriale și importanța sa economică — automatizările energetice reprezintă, din întregul domeniu al automaticii industriale, partea cea mai importantă. Un exemplu în această direcție poate fi edificator: din numărul

total al calculatoarelor electronice care conduc astăzi diverse procese industriale, mai mult de jumătate se folosesc în conducerea instalațiilor energetice.

Instalațiile de automatizare energetică s-au dezvoltat în două direcții principale: în primul rînd, instalațiile de protecție prin relee, care au drept scop asigurarea în cît mai bune condiții a continuității în alimentarea consumatorului; în al doilea rînd, instalațiile de automatizare propriu-zise (de reglare sau de comandă automată), avînd drept scop îmbunătățirea calității energiei electrice livrate.

Lucrarea de față prezintă ambele aspecte ale automatizării energetice: protecția prin relee și comanda automată. Autorii au meritul de a fi prezentat principalele date și calcule necesare inginerilor și tehnicienilor pentru proiectarea, construcția și exploatarea în condiții cît mai bune a acestor instalații. După ce se expun pe tipuri de instalații protecțiile folosite în prezent, dîndu-se datele de proiectare și de reglare, sînt prezentate o serie de instalații de automatizare în circuit deschis.

Lucrarea va fi fără îndoială de un prețios ajutor inginerilor și tehnicienilor din institutele de proiectare și va reprezenta un îndrumar de prim ordin pentru toți cei care se ocupă, în exploatare, cu întreținerea și repararea instalațiilor de protecție și de automatizare.

În lucrare sînt expuse și o serie de considerente prețioase, rezultate din experiența îndelungată pe care autorii au acumulat-o în decursul activității lor. Faptul că ei lucrează în proiectarea și în exploatarea instalațiilor de protecție și de automatizare încă din primii ani ai electrificării constituie o garanție asupra materialului prezentat și explică bogăția de date și indicații deosebit de prețioase pentru cititori.

Prof. dr. ing. CORNELIU PENESCU
Membru corespondent al Academiei R. S. R.

CUPRINS

1

INTRODUCERE

Una dintre principalele condiţii care se pun instalaţiilor electrice este aceea a siguranţei în funcţionare, adică a alimentării continue cu energie electrică a consumatorilor.

Asigurarea funcţionării fără întrerupere a instalaţiilor electrice are o importanţă deosebită, atît datorită faptului că urmările perturbărilor în funcţionare pot fi foarte grave, cît şi faptului că instalaţiile electrice sînt mai expuse deranjamentelor decît alte genuri de instalaţii. Gravitatea urmărilor provine în primul rînd din faptul că — instalaţiile electrice făcînd parte, în general, dintr-un sistem energetic complex şi fiind legate între ele electric — un defect apărut într-un loc deranjează funcţionarea normală a întregului sistem; în al doilea rînd, gravitatea defectelor din instalaţiile electrice se datoreşte energiilor foarte mari care intervin în desfăşurarea lor, conducînd la efecte distructive extrem de mari. Astfel, de exemplu, în cazul unui arc electric produs într-o reţea de 110 kV, nu deosebit de puternică, şi care durează o secundă, la locul arcului se dezvoltă, în mod obişnuit, o energie de ordinul a 15 000 000 J.

Rolul principal al automatizărilor şi al protecţiei prin relee folosite în electroenergetică constă în limitarea efectelor avariilor apărute şi în asigurarea alimentării fără întrerupere cu energie electrică a consumatorilor. Protecţia prin relee, care constituie ea însăşi automatizarea folosită de multă vreme pe scara cea mai largă în instalaţiile electrice, are în general două funcţiuni principale:

— separarea elementului avariat de restul instalaţiilor electrice şi asigurarea, în felul acesta, a funcţionării în continuare a acestora, în condiţii normale;

— sesizarea regimurilor anormale (nepermise) de funcţionare a instalaţiilor electrice şi semnalizarea lor, pentru a se preveni apariţia unor avarii.

Pentru îndeplinirea acestor două funcţiuni fundamentale, dispozitivele de protecţie, indiferent de tipul sau principiul constructiv pe care se bazează, trebuie să satisfacă următoarele condiţii generale:

— *selectivitatea*, adică deconectarea doar a elementului avariat şi permiterea funcţionării în continuare a instalaţiilor neavariate;

— *sensibilitatea*, adică sesizarea tuturor defectelor şi a regimurilor anormale de funcţionare, chiar atunci cînd ele se deosebesc doar cu puţin de regimul de funcţionare normal al instalaţiilor;

— *rapiditatea*, care este necesară pentru că numai o deconectare rapidă a elementelor avariate poate rămîne fără urmări asupra funcţionării instalaţiilor neavariate;

— *siguranţa*, care constă în aceea că dispozitivele de protecţie prin relee, care acţionează foarte rar (de cîteva ori pe an), trebuie să fie pregătite, chiar după o perioadă lungă de repaus, pentru a funcţiona corect.

Protecţia prin relee a început să fie folosită încă din ultimul deceniu al secolului trecut, dar a căpătat o dezvoltare mai mare odată cu dezvoltarea sistemelor energetice, în primele decenii ale secolului XX. În cei 70 de ani de existenţă, tehnica protecţiei prin relee s-a dezvoltat şi s-a perfecţionat continuu, ducînd la realizarea unor dispozitive de înaltă calitate, prin care se realizează o importantă creştere a siguranţei în funcţionare a sistemelor energetice.

Dată fiind dezvoltarea largă, de sine stătătoare, a domeniului automaticii pe care îl constituie protecţia prin relee, în prezent, în electroenergetică, nu se mai înţeleg prin *dispozitive de automatizare* şi releele de protecţie, ci doar dispozitivele de reanclanşare automată rapidă, anclanşare automată a rezervei, descărcarea automată a sarcinii etc., a căror apariţie şi dezvoltare au fost ulterioare. Condiţiile care se pun acestor instalaţii sînt rapiditatea, sensibilitatea şi siguranţa.

În această lucrare sînt descrise dispozitivele de protecţie şi de automatizare de diferite tipuri din instalaţiile electrice, insistîndu-se, în special, asupra celor folosite în ţara noastră.

2

DEFECTE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE

2.1. DEFECTELE POSIBILE ȘI CAUZELE LOR. DATE STATISTICE

Defectele care apar în instalațiile electrice sînt foarte complexe, atît ca desfășurare, cît și din punctul de vedere al efectelor pe care le pot produce. Deși este posibilă o împărțire a defectelor după cauza și după natura lor, în practică este greu de distins cărei categorii îi aparține defectul care a avut loc, dat fiind că cel mai adesea apar defecte combinate și nu se poate ști care a fost cauza și care efectul. Trebuie adăugat, de asemenea, că întîmplarea joacă, adesea, un rol important în evoluția defectului.

În clasificarea defectelor din instalațiile electrice după natura lor, trebuie menționate în primul rînd cele care constau în deteriorarea (străpungerea sau conturarea) izolației. Marea majoritate a defectelor reprezintă, în fond, o formă sau alta de deteriorare a izolației, fie că aceasta este constituită din materiale izolante special prevăzute, fie că este reprezentată de mediul izolant natural (aerul), deteriorarea constînd în acest caz în anularea calităților izolante ale spațiului de aer. Diferitele forme sub care se manifestă acest defect general sînt scurtcircuitele mono-, bi- sau trifazate și punerile la pămînt simple sau duble, fiecare dintre aceste genuri de defecte avînd caractere și manifestări deosebite, după natura rețelei electrice în care survin.

Scurtcircuitul este cel mai grav defect; el se poate produce între trei faze, între două faze sau între o fază și pămînt (în rețelele cu punctul neutru legat la pămînt). Străpungerea sau conturnarea izolației creează, pentru curent, un drum de rezistență în general mică, mult mai mică decît a consumatorilor, ceea ce duce la creșterea deosebită a curentului, care devine astfel un „curent de scurtcircuit".

Curentul de scurtcircuit, avînd o valoare mare, provoacă o creștere a căderii de tensiune în generatoare și în toate impedanțele pe care le parcurge,

ducînd în felul acesta la o scădere generală a tensiunii în rețea, cu efecte dăunătoare asupra consumatorilor și asupra funcționării în paralel a centralelor. La locul scurtcircuitului tensiunea poate deveni nulă și consumatorii aflați în apropiere sau în aval rămîn nealimentați.

Pe lîngă aceste neajunsuri în funcționarea consumatorilor, curentul de scurtcircuit provoacă și deteriorări în instalații, care pot fi foarte grave, datorită acțiunii sale dinamice și termice. Eforturile electrodinamice produse de curenții de scurtcircuit pot provoca îndoirea și ruperea barelor, smulgerea bobinelor, desprinderea pieselor, deschiderea intempestivă a separatoarelor etc. Căldura foarte mare dezvoltată de curentul de scurtcircuit poate provoca topirea și chiar vaporizarea materialelor, dilatări și desprinderi de piese etc.

În general, scurtcircuitul apare sub două forme: scurtcircuit net (atingerea directă între faze) și scurtcircuit prin arc. Arcul electric este foarte mobil și poate sări de la o fază la alta, extinzînd astfel defectul. De asemenea, el poate sări la aparatele din jur, producînd deteriorări importante.

Scurtcircuitele care apar în mașini și aparate au la bază tot deteriorarea izolației, dar au și unele forme speciale. Astfel, scurtcircuitul între faze poate avea loc între înfășurări sau la bornele aparatului; scurtcircuitul monofazat apare prin deteriorarea izolației unei faze față de corpul aparatului legat la pămînt. În mașinile și aparatele mari, cu înfășurări, apare un tip special de scurtcircuit, și anume scurtcircuitul între spirele aceleiași faze (deteriorarea izolației între spire). În sfîrșit, trebuie menționat un defect care apare în mașini, tot pe baza deteriorării izolației, și anume scurtcircuitarea tolelor magnetice prin defectarea izolației dintre acestea, ceea ce provoacă creșterea importantă a curenților din miezul de fier, putînd duce la arderea acestuia.

Un alt defect des întîlnit în instalațiile electrice, și care constă tot în deteriorarea izolației, este *punerea la pămînt*. Într-o rețea cu punctul neutru izolat, punerea la pămînt a unei faze nu constituie, prin ea însăși, un defect, neconducînd la perturbări importante ale funcționării. Ea este însă de cele mai multe ori doar începutul unui defect mai grav, căci de obicei degenerează în scurtcircuit, cu urmările cunoscute; de aceea, apariția punerii la pămînt trebuie cunoscută, pentru a se lua măsurile necesare de îndepărtare a acestei stări anormale. În afară de aceasta, ea produce totuși unele mici perturbări care, deși nepericuloase, nu sînt de dorit. Astfel, după cum se va vedea la subcap. 2.5, curentul de punere la pămînt poate duce la o încărcare nesimetrică a generatoarelor, încărcare care, fiind capacitivă poate provoca ridicări de tensiune care în anumite condiții devin periculoase. De asemenea, circulația unui curent prin pămînt poate provoca perturbări în liniile electrice din apropierea celei defecte, în special în cele de telecomunicații, prin inducerea unor tensiuni ce pot atinge valori periculoase.

Ca și scurtcircuitul, punerea la pămînt poate fi netă sau prin arc. Arcul poate sări la alte faze, transformînd punerea la pămînt în scurtcircuit. Deosebit

de periculos este arcul intermitent, care constă în stingerea și reaprinderea repetată a arcului de punere la pămînt, stingerea producîndu-se în momentele de trecere a curentului prin valoarea zero, iar reaprinderea în momentele cînd tensiunea alternativă atinge valori suficiente pentru reamorsarea arcului în mediul încă ionizat. Arcul intermitent poate produce, în rețea, supratensiuni care ating valori de aproximativ $3U_{fază}$. De altfel, chiar în cazul unei puneri la pămînt nete, într-o rețea cu punctul neutru izolat, faza defectă capătă potențialul pămîntului, iar tensiunea față de pămînt a fazelor sănătoase (care, în funcționare normală, este egală cu tensiunea pe fază) crește de $\sqrt{3}$ ori, devenind egală cu tensiunea între ele și faza defectă.

Supratensionarea rețelei, în condițiile existenței unei puneri la pămînt, poate provoca apariția unei a doua puneri la pămînt pe o altă fază, defect cunoscut sub numele de *dublă punere la pămînt*, care este echivalentă cu un scurtcircuit bifazat prin rezistență (rezistența traseului prin pămînt). Această dublă punere la pămînt poate avea loc pe fazele aceleiași linii sau a două linii diferite, ceea ce complică defectul și mărește consecințele lui neplăcute.

Punerea la pămînt a unei faze, într-o rețea cu punctul neutru legat la pămînt, este, de fapt, un scurtcircuit monofazat.

A doua categorie de defecte care apar în instalațiile electrice, în afara celor menționate pînă acum, care aveau toate la bază deteriorarea izolației, o constituie întreruperile conductoarelor (nu numai ruperile propriu-zise de conductoare, ci și arderea unei siguranțe pe o fază, deschiderea unui separator pe o singură fază etc.). Acest gen de defecte, care duce la încărcări nesimetrice și prin aceasta produce neajunsuri, este însă rar și, cel mai adesea, însoțit de scurtcircuite sau puneri la pămînt (de exemplu, în cazul ruperi conductoarelor unei linii aeriene).

Analizînd cauzele care provoacă toate aceste genuri de defecte în instalațiile electrice, trebuie observat că ele constau, în primul rînd, în depășirea rezistenței materialelor respective la solicitări mecanice, termice și, mai ales, electrice. Această depășire se poate produce, în primul rînd, datorită unor condiții speciale, adesea exterioare instalațiilor, cum sînt descărcările atmosferice, care duc la supratensiuni electrice foarte mari, vînturile puternice și chiciura, care solicită în mod deosebit conductoarele și stîlpii liniilor electrice aeriene.

În al doilea rînd, cauza defectelor poate consta în scăderea rezistenței materialelor sub valoarea normală, datorită fie uzurii și îmbătrînirii (în special pentru izolația electrică), fie acțiunii unor factori externi (substanțe chimice, umezeală, murdărie etc.).

În sfîrșit, trebuie citate drept cauze destul de frecvente ale defectelor, greșelile personalului de exploatare, care prin conectări greșite, introducerea unor corpuri străine în instalații, manevre insuficient pregătite, pot duce la creșteri foarte mari ale solicitărilor instalațiilor (sînt cunoscute defectele

produse de sincronizările greșite sau de starea murdară a izolației, care favorizează conturnările).

Frecvența diferitelor feluri de defecte este legată de tipul instalației respective. Studierea pe bază statistică a acestei probleme face posibilă îmbunătățirea proiectării și a exploatării. În fiecare țară și în diversele foruri internaționale de specialitate, se acordă o atenție deosebită statisticii defectelor.

Pe baza statisticilor rezultă că instalațiile cele mai mult supuse defectelor sînt liniile electrice aeriene (ceea ce este și normal, datorită întinderii lor mari), urmate, în ordine, de liniile subterane, stațiile de transformare și generatoare.

Construcția instalațiilor are o influență hotărîtoare asupra frecvenței și tipurilor de defecte. Astfel, în rețelele cu punctul neutru legat la pămînt nu pot avea loc duble puneri la pămînt, pe cînd în rețelele cu punctul neutru izolat acestea sînt foarte frecvente. De asemenea, la liniile pe stîlpi de lemn punerile la pămînt simple sau duble sînt mai rare decît scurtcircuitele, în timp ce la liniile pe stîlpi metalici raportul este invers. Ca urmare a faptului că în rețelele cu punctul neutru legat la pămînt fiecare punere la pămînt constituie un defect, raportul dintre numărul declanșărilor care au loc în rețelele cu punctul neutru izolat și în cele cu punctul neutru legat la pămînt este de 4/7.

Repartizarea procentuală a diferitelor genuri de defecte (exclusiv ruperile pure de conductoare, care, în general, sînt rare), este aproximativ următoarea: scurtcircuite monofazate, 65%; scurtcircuite bifazate cu punere la pămînt și dublă punere la pămînt, 20%; scurtcircuite bifazate fără punere la pămînt, 10%; scurtcircuite trifazate, 5%.

Frecvența defectelor depinde, de asemenea, în mare măsură, de anotimp. Astfel, majoritatea defectelor au loc în lunile de vară bîntuite de descărcări atmosferice și în al doilea rînd în perioadele de iarnă, cu schimbări bruște de temperatură, cînd se formează chiciură.

În sistemele energetice, în afara defectelor propriu-zise, pot surveni abateri de la regimul normal de funcționare, care produc de asemenea perturbări și pagube. Acestea constau, în esență, în abateri ale parametrilor de funcționare (tensiune, curent, frecvență) de la valorile lor nominale.

Regimul anormal cel mai des întîlnit, este cel de suprasarcină. Acesta constă într-o creștere a curentului peste valorile nominale și poate fi provocat fie de creșterea neașteptată a sarcinii, fie de scăderea, din diferite motive, a puterii surselor generatoare. Suprasarcina este un regim inadmisibil de funcționare de durată, în primul rînd pentru că provoacă solicitări (în special termice) ale instalațiilor, care contribuie la uzura acestora, ducînd pînă la urmă la apariția unor defecte propriu-zise; în al doilea rînd, trecerea prin instalații a unor curenți care depășesc valorile normale produce

scăderi pronunțate ale tensiunii, ceea ce are ca efect absorbirea de către consumatori a unor curenți și mai mari (pentru a se menține puterea constantă), producîndu-se astfel o scădere în continuare a tensiunii. Un asemenea fenomen, care poate duce la ieșirea din sincronism și la declanșarea tuturor surselor generatoare, deci la întreruperea totală a funcționării sistemului energetic, este cunoscut sub numele de *avalanșă de tensiune*.

Un alt regim anormal îl constituie apariția pendulărilor între grupurile generatoare sau chiar între centrale, cînd acestea funcționează cu frecvențe diferite, pendulări care de asemenea pot duce la întreruperi totale.

2.2. ARCUL ELECTRIC

Cele mai multe defecte ale instalațiilor electrice, în special ale liniilor electrice aeriene, sînt însoțite de apariția unui arc electric. Acesta este un canal ionizat la temperatură înaltă, prezentînd o densitate de curent aproape constantă, care îi conferă o caracteristică foarte particulară: căderea de tensiune în arc descrește în funcție de curentul ce îl străbate (invers decît la o rezistență obișnuită). Rezistența arcului, de natură pur ohmică, este foarte variabilă și se definește ca raportul dintre valorile eficace ale tensiunii și curentului.

Procesele care au loc în arcul de curent alternativ, la trecerea curentului prin zero, sînt de importanță primordială pentru stingerea arcului. Parametrul principal care determină stingerea arcului deschis este lungimea sa. Factorii care contribuie sau împiedică întinderea în spațiu a arcului sînt: prezența sau lipsa vîntului, posibilitatea sau imposibilitatea de mișcare a picioarelor arcului în lungul conductoarelor (la linii electrice aeriene), poziția orizontală sau verticală a coloanei arcului, valoarea inițială a curentului în arc.

Rezistența arcului în aer liber se calculează cu formula

$$R_{arc} \approx 1{,}05 \frac{l}{I_{arc}} [\Omega]$$

în care: l este lungimea arcului, în m;

I_{arc} — valoarea eficace a curentului în arc, în kA.

Lungimea unui arc electric este foarte variabilă și greu de apreciat. În cazul unui scurtcircuit monofazat, poate fi considerată ca lungime minimă lungimea lanțului de izolatoare, iar în cazul unui scurtcircuit bifazat — distanța dintre două lanțuri de izolatoare. Rezistența arcului crește cu dis-

tanța dintre faze, care este funcție de tensiunea nominală a rețelei. De obicei, arcul are rezistența minimă în primele momente ale defectării, cînd curentul I_{arc} are valoarea maximă, iar lungimea arcului este minimă. După aceea, rezistența arcului are o tendință de creștere rapidă.

Prin rezistența sa electrică arcul mărește impedanța totală a rețelei scurtcircuitate și falsifică măsurarea distanței dintre locul unde s-a produs defectul și locul unde este instalată protecția. După cum se va vedea, arcul electric poate produce întîrzierea acționării protecției de impedanță, iar uneori, în rețele buclate prevăzute cu relee de reactanță, scurtarea timpului de acționare, ceea ce duce la nerespectarea principiului selectivității protecției.

Nesiguranța în determinarea rezistenței arcului îngreuează introducerea în calcule a acesteia. De aceea, la alegerea parametrilor protecțiilor, de cele mai multe ori se neglijează rezistența arcului (se presupune un scurtcircuit metalic, fără rezistență). Posibilitatea apariției arcului se ia în considerare prin alegerea coeficienților corespunzători, în special a coeficientului de sensibilitate.

2.3. SCURTCIRCUITE TRIFAZATE ȘI BIFAZATE

2.3.1. Scurtcircuit trifazat

Prin scurtcircuitul trifazat se înțelege contactul metalic sau prin rezistență (de obicei prin arc electric) între cele trei faze ale unei instalații. El este denumit și *scurtcircuit simetric*, deoarece în cazul în care se produce prin rezistențe egale atît curenții, cît și tensiunile, își păstrează simetria, cu toate că valorile lor se schimbă față de cele din regimul normal, anterior defectului.

În fig. 2.1, *a* este reprezentată o rețea cu un scurtcircuit trifazat. Deoarece se presupune că impedanțele Z ale tuturor elementelor cuprinse între bornele sursei de alimentare și locul defectului sînt egale și că tensiunile pe fază U_f sînt egale și simetrice, curenții de scurtcircuit $I_{sc}^{(3)}$ pe cele trei conductoare trebuie să fie egali și simetrici.

Valoarea eficace a componentei periodice a acestora este

$$I_{sc}^{(3)} = \frac{U_f}{Z}.$$

Deoarece o rețea electrică este definită prin tensiunea între faze U, se folosește mai des relația

$$I_{sc}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3}Z}.$$

Impedanța circuitului scăzînd brusc pînă la valoarea Z, curenții de scurtcircuit pot atinge valori foarte mari. Ei circulă numai în porțiunea de rețea cuprinsă între generatoarele în funcțiune și locul scurtcircuitului.

În fig. 2.1, *b* este reprezentată diagrama vectorială a curenților și a tensiunilor de scurtcircuit la bornele sursei; cele trei tensiuni pe fază $\bar{U}_R$, $\bar{U}_s$ și $\bar{U}_T$, sînt egale și defazate între ele cu 120°. Curenții de scurtcircuit $\bar{I}_{scR}$, $\bar{I}_{scS}$, $\bar{I}_{scT}$ sînt reprezentați (la altă scară), tot prin trei vectori egali și defazați față de tensiunile respective pe fază cu unghiurile φ_{sc}, care se calculează cu relația

$$\varphi_{sc} = \operatorname{arctg} \frac{X_e + X_l}{R_e + R_l},$$

în care: X_e, R_e sînt reactanța și rezistența echivalente ale sistemului;
X_l, R_l — reactanța și rezistența liniei, pînă la locul defectului.

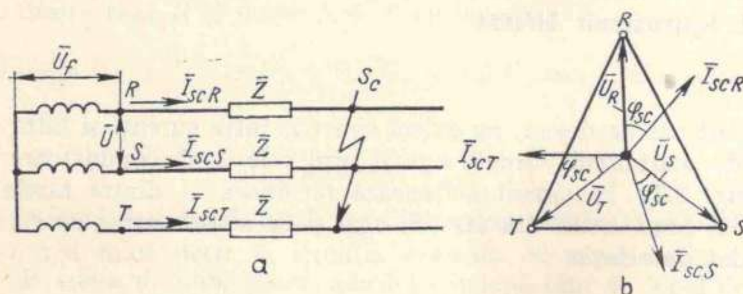


Fig. 2.1. Scurtcircuit trifazat:
a — schema rețelei; *b* — diagrama vectorială.

Valorile unghiurilor φ_{sc} depind de tipul și de parametrii liniei. De exemplu, dacă nu există o rezistență de trecere la locul defectului, pentru liniile aeriene acest unghi poate să varieze între 20° și 80°, iar pentru liniile de medie tensiune în cablu, între 10° și 20°.

În cazul unui scurtcircuit trifazat metalic, tensiunile între faze, deci și cele pe fază, la locul defectului, devin egale cu zero, iar diagrama se reduce la un punct; pe măsură ce ne apropiem de sursă, tensiunile cresc proporțional cu creșterea impedanței circuitului.

Simetria deplină a curenților și a tensiunilor se menține numai în cazul unui scurtcircuit metalic (de exemplu, în cazul punerii sub tensiune a unei linii care a fost în reparație și de pe care nu s-au demontat scurt-

circuitoarele). Dacă scurtcircuitul s-a produs prin arc electric, se poate întîmpla ca rezistențele arcurilor dintre cele trei faze să difere mult între ele și în acest caz simetria curenților nu se mai menține.

Scurtcircuitele trifazate produse pe barele centralelor de putere mare constituie defecte foarte grave pentru sistemele energetice, deoarece, dacă nu sînt deconectate rapid (în 0,2—0,25 s) pot să deranjeze funcționarea în paralel a centralelor electrice. De asemenea, scurtcircuitele trifazate produse într-o rețea care alimentează motoare sincrone sau asincrone cu rotorul bobinat, care antrenează mecanisme cu cuplu rezistent constant, pot produce o cădere de tensiune foarte mare și, dacă defectul nu este separat, pot conduce la deconectarea motoarelor.

Cu toate că scurtcircuitele trifazate sînt foarte rare, din cauza pericolului pe care acestea îl prezintă, se instalează totdeauna protecții rapide și sensibile la acest gen de defecte.

2.3.2. Scurtcircuit bifazat

În acest caz de defect, nu există simetrie între curenți și între tensiuni. Curenții de scurtcircuit circulă numai prin cele două conductoare scurtcircuitate (fig. 2.2). În circuit acționează tensiunea U dintre fazele defecte. Curentul de scurtcircuit din faza S, egal și de sens contrar cu cel din faza T, este dat de relația

$$I_{sc}^{(2)} = \frac{U}{2Z}.$$

Față de curentul de scurtcircuit trifazat produs în aceeași rețea și în aceleași condiții, curentul de scurtcircuit bifazat este mai mic, raportul dintre ei fiind

$$\frac{I_{sc}^{(2)}}{I_{sc}^{(3)}} = \frac{\dfrac{U}{2Z}}{\dfrac{U}{\sqrt{3}Z}} = \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

După cum se observă din fig. 2.2, la locul scurtcircuitului tensiunea între fazele defecte S—T este egală cu zero (s-a presupus că scurtcircuitul este metalic, nu prin arc). Prin linii pline s-au reprezentat tensiunile la locul

defectului și curenții, iar prin linii întrerupte, tensiunile pe barele stației, care s-a presupus că este alimentată de la o sursă de putere infinită. Tensiunile pe fazele S și T, egale cu jumătate din valorile lor normale, sînt reprezentate respectiv prin vectorii $\overline{OS'} = \bar{U}_{S'}$ și $\overline{OT'} = \bar{U}_{T'}$; în adevăr, din triunghiul dreptunghic $OS'S$ se deduce $OS' = U_{s'} = OS \sin 30° = \frac{1}{2} U_s$.

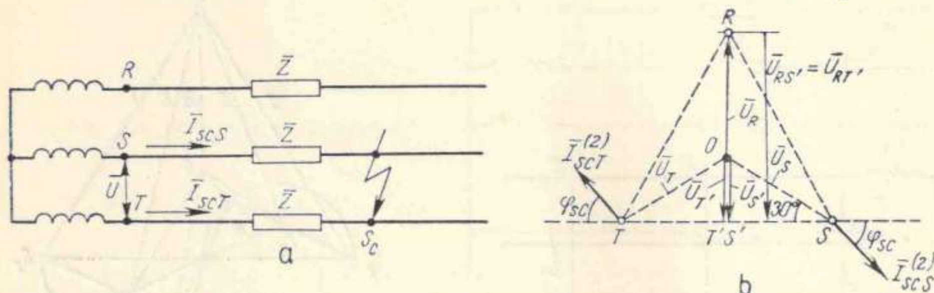


Fig. 2.2. Scurtcircuit bifazat:
a — schema rețelei; b — diagrama vectorială.

Tensiunea pe faza sănătoasă $\bar{U}_R$ își păstrează valoarea normală, iar tensiunile dintre faza R și fazele S și T au valorile:

$$U_{RS'} = U_{RT'} = U_R + U_{S'} = U_S + 0{,}5\, U_S = 1{,}5\, U_S = \frac{1{,}5}{\sqrt{3}}\, U_{RS} = 0{,}87\, U_{RS};$$

la fel,

$$U_{RT'} = 0{,}87\, U_{RT}.$$

Deci, la locul defectului, tensiunea dintre faza sănătoasă și fazele defecte este puțin mai mică decît în situația normală de funcționare. Cu cît ne apropiem de sursa de alimentare, adică ne îndepărtăm de locul defectului, dacă unghiul impedanței liniei este egal cu unghiul impedanței transformatorului din stație adică $\frac{X_l}{R_l} = \frac{X_{Tr}}{R_{Tr}}$ unde X_l, R_l sînt reactanța și rezistența liniei, iar X_{Tr}, R_{Tr} — reactanța și rezistența transformatorului din stație, punctele S' și T' se deplasează pe dreapta ST, respectiv către punctele S și T; valorile tensiunilor pe fazele S și T cresc, deoarece la valorile lor inițiale se adaugă căderile de tensiune de pe linie; între conductoarele S și T apare o tensiune care se mărește, putînd ajunge pînă la valoarea sa normală U_{ST} (la sursă). Astfel, tensiunile pe fazele S și T la stație (la începutul liniei) sînt date de relațiile:

$$\bar{U}_S = \bar{U}_{S'} + (R_l + jX_l)\, \bar{I}^{(2)}_{scS};$$

$$\bar{U}_T = \bar{U}_{T'} + (R_l + jX_l)\, \bar{I}^{(2)}_{scT}.$$

Curenții de scurtcircuit în cele două conductoare defecte sînt egali în valoare absolută, însă de sensuri contrare și defazați față de tensiunea U_{ST} care-i generează, cu unghiul φ_{sc}, definit ca la scurtcircuitul trifazat (§ 2.3.1).

Vom examina acum modul în care variază tensiunile de la locul defectului către sursă, în cazul în care scurtcircuitul se produce prin arc (fig. 2.3). Vom presupune că defectul s-a produs în punctul *III* al liniei (fig. 2.3, *a*) și vom analiza cum variază tensiunile într-un punct intermediar *II* de pe linie și în punctul *I*, situat în stație (alimentată de la o sursă de putere infinită).

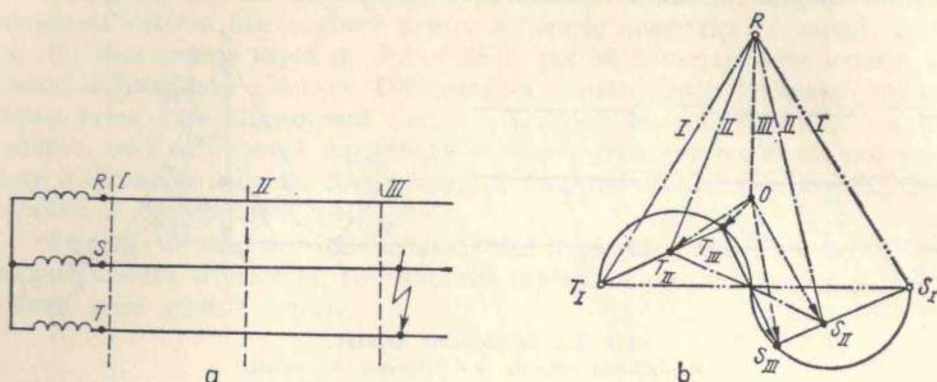


Fig. 2.3. Scurtcircuit bifazat prin arc:
a — schema rețelei; *b* — diagrama vectorială.

Din fig. 2.3, *b* se observă că, datorită arcului care are o rezistență ohmică mare, chiar la locul defectului, tensiunea între fazele *S* și *T* nu mai este egală cu zero, ci are valoarea $\overline{T_{III}S_{III}}$, iar tensiunile pe fază, $\overline{OS}_{III}$ și $\overline{OT}_{III}$ sînt inegale. În funcție de rezistența arcului, vîrfurile vectorilor tensiunilor pe fază $\overline{OS}_{III}$ și $\overline{OT}_{III}$ nu se mai deplasează (ca în cazul examinat mai înainte) pe dreapta $S_I T_I$, ci pe cîte un semicerc (s-a neglijat rezistența liniei). În punctul *II*, tensiunile pe fază $\overline{OS}_{II}$ și $\overline{OT}_{II}$ cresc ca valoare, însă sînt tot inegale. Pe măsură ce ne apropiem de stație (punctul *I*), dacă impedanța liniei este suficient de mare, tensiunile pe faze devin egale; la fel și cele între faze.

Scurtcircuitele bifazate constituie defecte foarte grave pentru instalațiile electrice, mai ales pentru liniile de sistem. Din acest motiv, elementele din instalații se prevăd totdeauna cu protecții rapide care să deconecteze astfel de defecte.

2.4. SCURTCIRCUIT MONOFAZAT

Scurtcircuitul monofazat este un defect care poate apare doar în rețelele care au punctul neutru legat rigid la pămînt și constă în străpungerea sau în conturnarea izolației unei faze față de pămînt, realizîndu-se astfel o buclă de scurtcircuit.

Fenomenele sînt similare celor care se produc în cazul scurtcircuitelor trifazate sau bifazate; se produce o creștere foarte mare a curentului și o

scădere accentuată a tensiunii (care ajunge foarte mică la locul defectului), pe faza defectă.

După cum se vede din fig. 2.4, bucla de scurtcircuit este formată din impedanţele înseriate ale fazei respective $\bar{Z}_l$ şi a drumului prin pămînt $\bar{Z}_p$

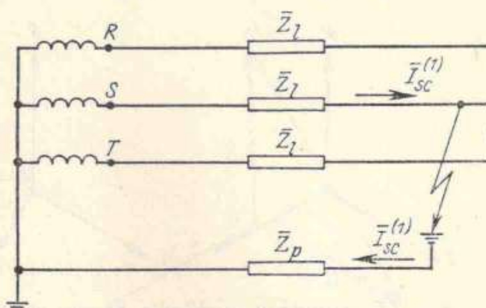


Fig. 2.4. Scurtcircuit monofazat.

care poate conţine eventual şi o rezistenţă de trecere la locul defectului. Asupra valorii şi a modului de calcul al impedanţei drumului de întoarcere prin pămînt, despre care nu se tratează aici, se pot găsi date în cursurile de specialitate.

Tensiunea care produce curentul de scurtcircuit este tensiunea pe faza defectă. Curentul de defect este deci

$$\bar{I}_{sc}^{(1)} = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_l + \bar{Z}_p}.$$

Curentul de scurtcircuit este în general un curent reactiv, defazat mult în urma tensiunii care îl determină; în cazul defectului printr-un arc de rezistenţă apreciabilă, el are şi o componentă activă.

Pentru analiza modificărilor tensiunilor în cazul scurtcircuitului monofazat, vom considera cele două cazuri posibile: scurtcircuitul net şi scurt-

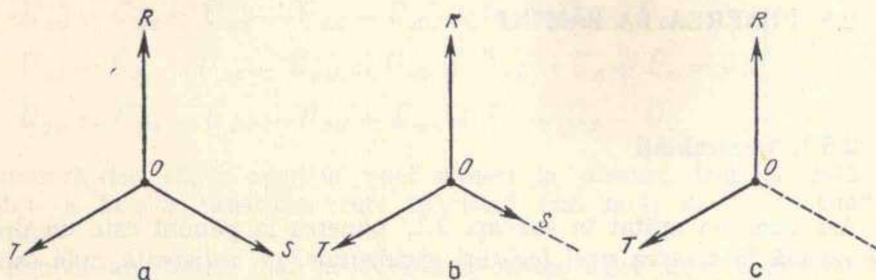


Fig. 2.5. Tensiunile în diferite puncte ale liniei, în cazul unui scurtcircuit monofazat net:

a — la sursă; *b* — într-un punct al liniei; *c* — în punctul defectului.

circuitul prin arc (prin rezistenţă). În ambele cazuri, vom considera că reactanţa sursei este conţinută în impedanţa liniei $\bar{Z}_l$ şi că impedanţele $\bar{Z}_l$ şi $\bar{Z}_p$ au acelaşi unghi interior.

După cum se observă din fig. 2.5 tensiunea pe faza defectă, care îşi păstrează întreaga valoare la sursă, scade continuu pînă în locul defectului,

păstrîndu-și însă mereu poziția relativă față de ceilalți vectori, căci căderile de tensiune pe întreaga buclă de defect sînt în fază.

În fig. 2.6 sînt reprezentate tensiunile în aceleași puncte, în cazul unui scurtcircuit prin arc. În acest caz, căderile de tensiune în bucla de defect

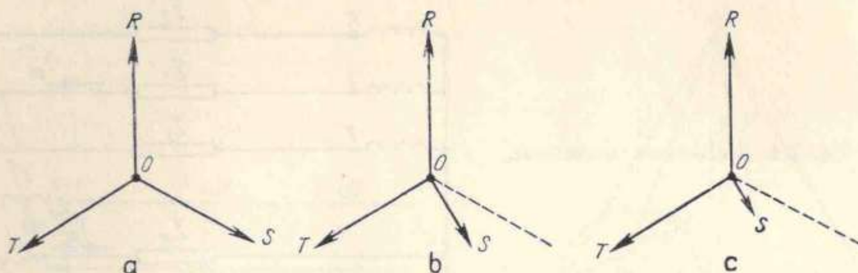


Fig. 2.6. Tensiunile în diferite puncte ale liniei, în cazul unui scurtcircuit monofazat prin arc:
a — la sursă; b — într-un punct al liniei; c — în punctul defectului.

alcătuiesc o linie frîntă, ceea ce face ca, în diferitele puncte ale liniei defecte, tensiunile pe faza defectă să fie diferite între ele, atît ca valoare, cît și ca fază.

Trebuie observat însă că, în ambele cazuri, diagramele tensiunilor sînt în realitate modificate față de cele din fig. 2.5 și 2.6, ca urmare a curenților de sarcină și a curenților de defect care circulă și prin cele două faze sănătoase.

2.5. PUNEREA LA PĂMÎNT

2.5.1. Generalități

Așa cum s-a arătat în subcap. 2.1, punerea la pămînt este un defect care constă în crearea unei legături accidentale, cu rezistență nulă sau finită, între pămînt și o fază a unei rețele care nu are în nici un alt punct al ei o legătură netă la pămînt. După cum s-a văzut, un asemenea defect nu constituie un pericol iminent pentru rețea și, în anumite condiții, poate fi chiar tolerat un număr de ore. Aceasta se datorește faptului că, nefiind pus la pămînt decît un singur punct, curenții nu sînt periculoși.

Apariția unei puneri la pămînt, la prima vedere, nu ar trebui să determine nici o modificare a valorilor curenților existenți în rețea, însă, așa cum se va vedea mai jos, o asemenea modificare se produce datorită capa-

citâților și chiar rezistențelor care există practic între fazele unei rețele și pămînt. Punerea la pămînt a unei faze produce însă (chiar neglijîndu-se capacitățile și rezistențele între faze și pămînt) o modificare a tensiunilor față de pămînt ale tuturor fazelor și a punctului neutru ideal al sistemului (fig. 2.7)

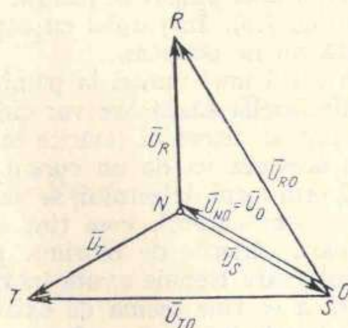


Fig. 2.7. Diagrama tensiunilor în cazul unei puneri la pămînt pe faza *S*.

După cum s-a văzut în subcap. 2.1, tensiunea față de pămînt a fazei defecte (în atingere cu pămîntul) devine nulă, iar tensiunile față de pămînt ale fazelor sănătoase cresc, devenind egale cu tensiunile între faze; punctul neutru, care înainte de defect avea, din motive de simetrie, potențialul pămîntului, capătă acum față de acesta o tensiune egală și de sens contrar cu tensiunea pe fază a fazei defecte. Această tensiune a punctului neutru față de pămînt se numește *deplasarea punctului neutru* sau *tensiunea de deplasare* (se poate considera, într-adevăr, că întreaga diagramă vectorială s-a deplasat din poziția inițială, cu acest vector) și se notează cu $\bar{U}_0$.

Din fig. 2.7 rezultă:

$$\left.\begin{aligned}\bar{U}_{RO} &= \bar{U}_{RS} = \bar{U}_{RN} - \bar{U}_{SN} = \bar{U}_{RN} + \bar{U}_0 = \bar{U}_R + \bar{U}_0\,;\\ \bar{U}_{SO} &= \bar{U}_{SS} = \bar{U}_{SN} - \bar{U}_{SN} = \bar{U}_{SN} + \bar{U}_{NS} = \bar{U}_S + \bar{U}_0 = 0\,;\\ \bar{U}_{TO} &= \bar{U}_{TS} = \bar{U}_{TN} - \bar{U}_{SN} = \bar{U}_{TN} + \bar{U}_0 = \bar{U}_T + \bar{U}_0.\end{aligned}\right\} \quad (2.1)$$

Se observă deci că, la apariția unei puneri la pămînt, izolația față de pămînt a fazelor sănătoase este solicitată mai mult decît în condiții normale.

Pentru analizarea mai în detaliu a fenomenelor care caracterizează punerea la pămînt, în special curenții care apar, vom deosebi cele două feluri de rețele care există, și anume rețelele izolate și rețelele compensate (printr-o metodă oarecare), care diferă între ele tocmai prin urmările acestui gen de defecte, în raport cu care se prevede compensarea. Trebuie menționat de la început că modificările tensiunilor, în cazul punerii la pămînt (în fig. 2.7 sînt indicate numai cele care apar în cazul unei puneri la pămînt nete a unei faze) sînt aceleași, indiferent dacă rețeaua este izolată sau compensată.

2.5.2. Punerea la pămînt în rețelele cu punctul neutru izolat

După cum se știe, între fazele unei rețele și pămînt există capacități prin care, în funcționarea normală, circulă curenți echilibrați și prin care, la apariția unei puneri la pămînt se produce o circulație de curenți dezechilibrați (fig. 2.8). În paralel cu capacitățile există și rezistențe, de care deocamdată nu ne ocupăm.

În cazul unei puneri la pămînt pe o fază, prin capacitățile față de pămînt ale fazelor sănătoase vor circula curenți determinați de tensiunile față de pămînt ale acestora (mărite în raport cu situația normală); suma vectorială a acestora va da un curent rezultant care va circula prin pămînt și, trecînd prin locul defectului, se va închide prin faza defectă. Pentru determinarea acestor curenți, vom ține seama de faptul că, ei fiind în general nu prea mari, căderile de tensiune pe care le provoacă pot fi neglijate, deci tensiunile care trebuie avute în vedere pentru calcularea lor sînt cele stabilite fără a se ține seama de existența curenților [formulele (2.1)]. În cazul punerii la pămînt pe faza S, curenții vor fi deci:

$$\bar{I}_R = \frac{\bar{U}_{R0}}{\bar{Z}_C}; \quad \bar{I}_S = \frac{\bar{U}_{S0}}{\bar{Z}_C} = 0; \quad \bar{I}_T = \frac{\bar{U}_{T0}}{\bar{Z}_C}. \tag{2.2}$$

Curentul care circulă prin pămînt și prin faza defectă, numit *curent de punere la pămînt*, va fi

$$\bar{I}_0 = \bar{I}_R + \bar{I}_T = \frac{\bar{U}_{R0} + \bar{U}_{T0}}{\bar{Z}_C}. \tag{2.3}$$

Trebuie făcută precizarea că $\bar{I}_R$ și $\bar{I}_T$ sînt curenții care trec prin capacitățile față de pămînt ale fazelor respective, dar în același timp parcurg

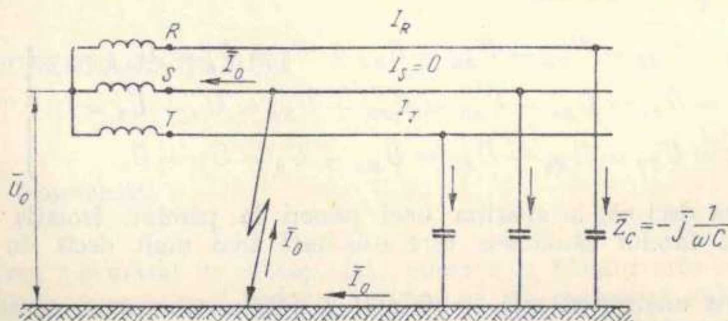


Fig. 2.8. Curenții în cazul unei puneri la pămînt pe faza S, într-o rețea cu punctul neutru izolat.

și conductoarele acestora. Curentul $\bar{I}_S$, care am văzut că este nul, este curentul care trece prin capacitatea fazei defecte (prin faza defectă, de la sursă pînă la defect, circulă un curent $\bar{I}_s$ care nu este nul, ci este egal și de sens contrar cu $\bar{I}_0$). Dacă însă considerăm capacitățile amplasate ca în fig. 2.8 în aval de locul defectului și înțelegem prin $\bar{I}_S$ curentul în faza defectă imediat

în aval de locul defectului, $\bar{I}_S = 0$ și se poate spune că la locul defectului $\bar{I}_0 = \bar{I}_R + \bar{I}_S + \bar{I}_T$, unde termenii din membrul al doilea sînt curenții în conductoarele fazelor.

Diagrama vectorială a mărimilor care intervin în cazul defectului analizat este cea din fig. 2.9.

Din formula (2.3) și din fig. 2.9 rezultă:

$$|\bar{U}_{R0} + \bar{U}_{T0}| = 2|\bar{U}_{R0}|\frac{\sqrt{3}}{2} = \sqrt{3}\cdot\sqrt{3}|\bar{U}_S| = 3|\bar{U}_S| = 3|\bar{U}_0| = 3U_f$$

$$\bar{U}_{R0} + \bar{U}_{T0} = -3\bar{U}_S.$$

Deci

$$\bar{I}_0 = -\frac{3\bar{U}_S}{\bar{Z}_C}$$

Deoarece $\bar{U}_S = -\bar{U}_0$, rezultă:

$$\bar{I}_0 = \frac{3\bar{U}_0}{\bar{Z}_C} = \frac{\bar{U}_0}{\frac{\bar{Z}_C}{3}}. \tag{2.4}$$

Curentul de punere la pămînt $\bar{I}_0$ este defazat cu 90° înaintea tensiunii $\bar{U}_0$. El este identic cu curentul care s-ar obține dacă tensiunea $\bar{U}_0$ ar debita asupra celor trei capacități legate în paralel ale fazelor rețelei. Deci schema echivalentă a rețelei cu defectul considerat este cea din fig. 2.10.

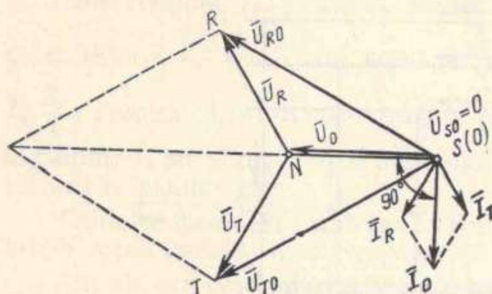


Fig. 2.9. Tensiunile și curenții în cazul unei puneri la pămînt pe faza S, într-o rețea cu punctul neutru izolat.

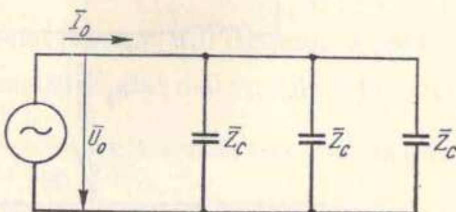


Fig. 2.10. Schema echivalentă a unei rețele cu punctul neutru izolat, avînd o punere la pămînt pe o fază.

Cel mai des, mai ales în cazul rețelelor aeriene, punerea la pămînt nu este netă, ci are loc printr-un arc electric cu o oarecare rezistență (pe care o vom nota cu R_D). Spre deosebire de cele arătate anterior, în cazul punerii la pămînt a unei faze printr-un arc electric potențialul acesteia diferă de cel al pămîntului prin căderea de tensiune în arc. Diagrama tensiunilor

va diferi de cea din cazul punerii la pămînt nete, în cazul defectului pe faza S fiind cea din fig. 2.11.

Tensiunea $\overline{U}_0$ nu mai este egală și de sens contrar cu tensiunea pe fază a fazei defecte, ci este întotdeauna mai mică decît aceasta. Pentru stabilirea valorii curentului de punere la pămînt, vom ține seama de faptul că, în

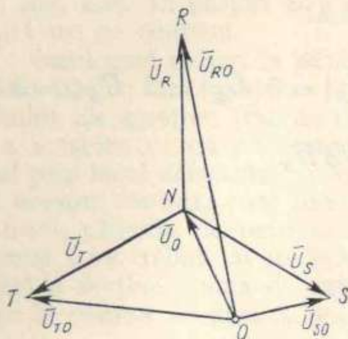


Fig. 2.11. Tensiunile în cazul unei puneri la pămînt prin arc pe faza S.

acest caz, curentul care se închide prin locul defectului este suma celor trei curenți capacitivi determinați de tensiunile față de pămînt ale celor trei faze; în acest caz și faza defectă are o tensiune față de pămînt și deci un curent corespunzător (fig. 2.12).

Ținînd seama de fig. 2.11 și 2.12, rezultă

$$\overline{I}_0 = \frac{\overline{U}_{R0} + \overline{U}_{S0} + \overline{U}_{T0}}{\overline{Z}_C}. \tag{2.5}$$

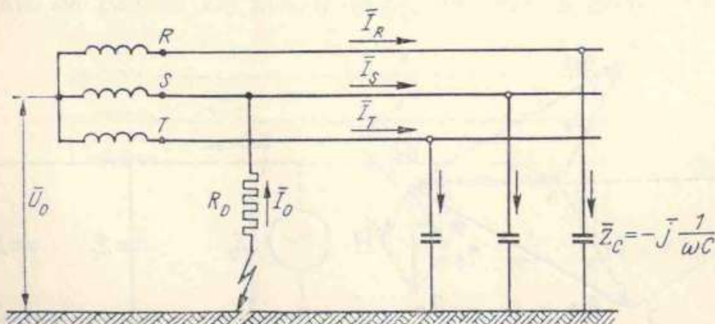


Fig. 2.12. Curenții în cazul unei puneri la pămînt prin rezistență pe faza S, într-o rețea cu punctul neutru izolat.

Deoarece

$$\overline{U}_{R0} = \overline{U}_{S0} + \overline{U}_{RS}; \quad \overline{U}_{T0} = \overline{U}_{S0} + \overline{U}_{TS}; \quad \overline{U}_{RS} + \overline{U}_{TS} = -3\,\overline{U}_S,$$

rezultă

$$\overline{I}_0 = \frac{\overline{U}_{RS} + \overline{U}_{TS} + 3\,\overline{U}_{S0}}{\overline{Z}_C} = \frac{-3\,\overline{U}_S + 3\,\overline{U}_{S0}}{\overline{Z}_C}.$$

Ţinînd seama de sensul lui $\bar{I}_0$,

$$\bar{U}_{S0} = -R_D\bar{I}_0; \qquad (2.6)$$

deci

$$\bar{I}_0 = \frac{-3\bar{U}_S - 3R_D\bar{I}_0}{\bar{Z}_C};$$

$$\bar{I}_0(\bar{Z}_C + 3R_D) = -3\bar{U}_S;$$

$$\bar{I}_0 = \frac{-3\bar{U}_S}{\bar{Z}_C + 3R_D};$$

$$\bar{I}_0 = -\frac{\bar{U}_S}{\frac{1}{3}\bar{Z}_C + R_D}. \qquad (2.7)$$

Observînd că din formula (2.7) rezultă $\bar{U}_S = \frac{1}{3}\bar{Z}_C\bar{I}_C - R_D\bar{I}_0$, iar din fig. 2.11 rezultă $\bar{U}_S = -\bar{U}_0 + \bar{U}_{S0}$ şi ţinînd seama de faptul că $\bar{U}_{S0} = -R_D\bar{I}_0$ [v. formula (2.6)]se obţine $\bar{U}_0 = \frac{1}{3}\bar{Z}_C\bar{I}_0$ sau $\bar{I}_0 = \frac{\bar{U}_0}{\bar{Z}_C/3}$ adică o formulă identică cu formula (2.4), stabilită pentru cazul punerii la pămînt nete. Deci şi în cazul punerii la pămînt prin arc, curentul de defect $\bar{I}_0$ este determinat de deplasarea punctului neutru şi de impedanţa capacitivă faţă de pămînt a celor trei faze.

Din formula (2.7) ţinînd seama că $\frac{1}{3}\bar{Z}_C + R_D$ este întotdeauna mai mare decît $\frac{1}{3}\bar{Z}_C$ şi că, aşa cum s-a arătat, U_0 este întotdeauna egal cu $\bar{I}_0\frac{\bar{Z}_C}{3}$, rezultă că, în cazul punerii la pămînt prin arc, atît curentul de punere la pămînt $\bar{I}_0$ cît şi deplasarea punctului neutru $\bar{U}_0$ sînt mai mici decît în cazul punerii la pămînt nete.

Conform formulelor stabilite, schema echivalentă a unui asemenea defect, într-o reţea izolată, este reprezentată în fig. 2.13.

Un alt caz particular este acela al punerii la pămînt în înfăşurarea unui generator sau a unui transformator: într-un asemenea caz, potenţialul pămîntului se deplasează din punctul neutru al sistemului, cu vectorul care reprezintă tensiunea punctului de defect faţă de punctul neutru (fig. 2.14). Şi în acest caz formulele stabilite prin relaţia (2.1) îşi păstrează valabilitatea.

Relaţiile dintre curentul din pămînt şi curenţii din conductoarele fazelor au fost stabilite anterior, considerîndu-se capacităţile fazelor faţă de pămînt ca fiind concentrate. În realitate, aceste capacităţi sînt uniform distribuite de-a lungul întregii linii.

Considerîndu-se distribuția uniformă a capacităților de-a lungul liniei, relația dintre curentul care trece prin pămînt și curenții din conductoarele fazelor este

$$\bar{I}_0 = \bar{I}_R + \bar{I}_S + \bar{I}_T. \tag{2.8}$$

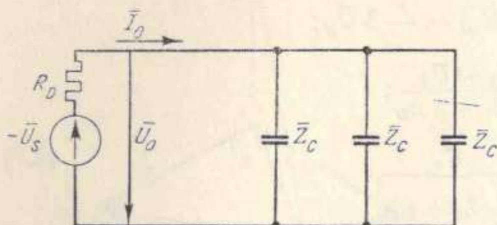


Fig. 2.13. Schema echivalentă a unei rețele cu punctul neutru izolat, avînd o punere la pămînt prin rezistență pe o fază.

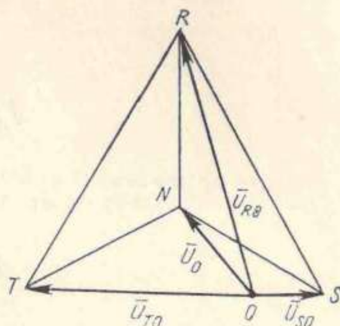


Fig. 2.14. Diagrama tensiunilor în cazul punerii la pămînt într-o înfășurare legată în triunghi.

Relația este valabilă în orice punct al liniei defecte (nu numai în punctul defectului). Într-adevăr, ținînd seama de existența, de o parte și de alta a locului defectului, ca și de o parte și de alta a oricărui punct arbitrar ales pe linie, a capacităților și deci a curenților de scurgere, se obține o distribuție a curenților ca în fig. 2.15. După cum se vede, în orice punct al rețelei este valabilă relația (2.8), iar $\bar{I}_S = -\bar{I}_{0\,max}$ este constant de-a lungul întregii linii, de la sursă pînă la locul defectului.

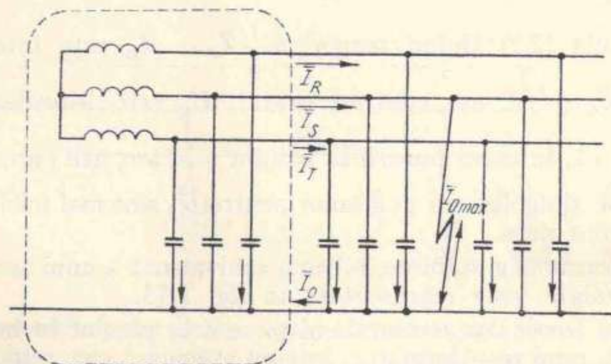


Fig. 2.15. Curenții, în cazul punerii la pămînt într-o rețea cu neutrul izolat, considerîndu-se capacitățile uniform distribuite.

Ținînd seama de distribuția capacităților de-a lungul liniei și de relația (2.8) (valabilă atît pentru o linie sănătoasă cît și pentru una defectă), distri-

buţia curenţilor este cea din fig. 2.16, pentru o linie sănătoasă şi cea din fig. 2.17 şi 2.18, pentru o linie cu o punere la pămînt pe o fază.

După cum se ştie, deoarece nu se poate realiza o izolaţie perfectă, orice reţea electrică are faţă de pămînt, în afară de capacităţi, şi rezistenţe de

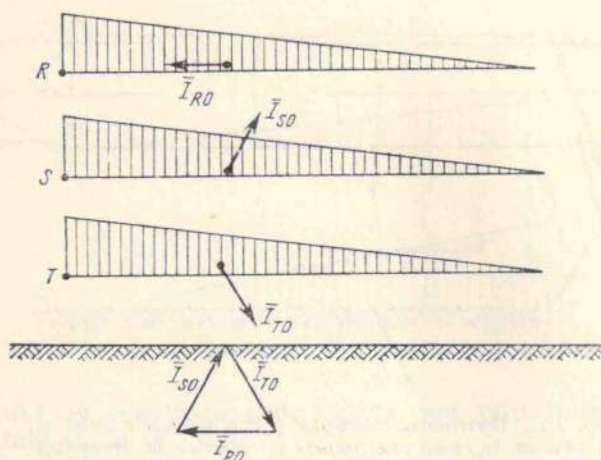


Fig. 2.16. Distribuţia curenţilor de încărcare într-o linie în funcţionare normală.

scurgere, care pot fi considerate ca fiind legate în paralel cu capacităţile. Din acest motiv, atît în regim normal, cît şi în caz de avarie, pe lîngă curenţii capacitivi, între diferitele faze şi pămînt circulă şi curenţi activi. Figurile 2.16, 2.17 şi 2.18 pot reprezenta şi distribuţia acestor curenţi, cu observaţia că ei sînt defazaţi cu 90° în urma celor capacitivi, reprezentaţi în aceste figuri.

La liniile aeriene, acest curent activ este de 10—20 ori mai mic decît cel capacitiv.

2.5.3. Punerea la pămînt în reţelele compensate

În reţelele întinse, cu capacităţi mari faţă de pămînt (în special cele de cablu), curentul, în cazul unei puneri la pămînt, poate atinge valori mari, care devin periculoase pentru instalaţii şi constituie o suprasarcină, cu toate neajunsurile care o caracterizează; în afară de aceasta, după cum s-a văzut, existenţa unei puneri la pămînt pe fază duce la creşterea tensiunii faţă de pămînt a celorlalte două faze şi, prin aceasta, la pericolul apariţiei unei noi defecţiuni. După cum s-a arătat, majoritatea defectelor care apar în liniile aeriene (în special monofazate) sînt trecătoare; o punere la pămînt prin conturnarea izolaţiei poate dispărea definitiv la stingerea arcului.



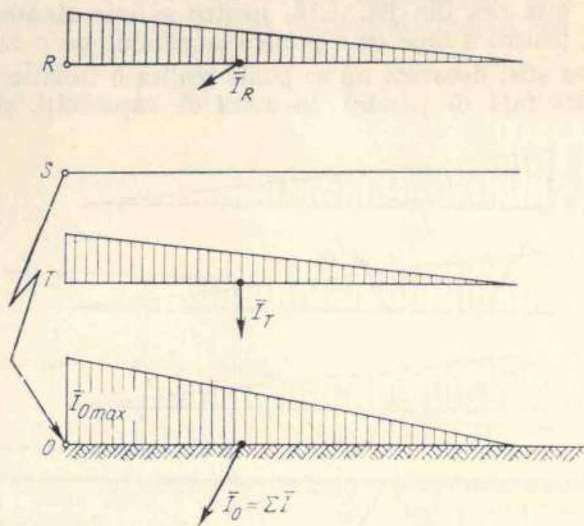


Fig. 2.17. Distribuția curenților și conductoarele liniei și în pămînt, în cazul unei puneri la pămînt la începutul acesteia.

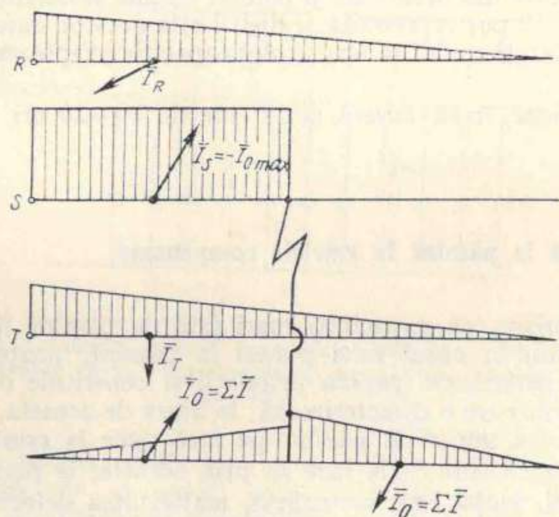


Fig. 2.18. Distribuția curenților în conductoare și în pămînt, în cazul unei puneri la pămînt pe linie.

Din aceste motive, s-au căutat mijloace care să facă inofensive punerile la pămînt în rețelele în care neutrul nu este legat direct la pămînt, reducînd la minimum curentul de punere la pămînt și creînd condiții favorabile pentru stingerea arcului și pentru dispariția defectului. Mijlocul general folosit astăzi în acest scop este compensarea rețelelor.

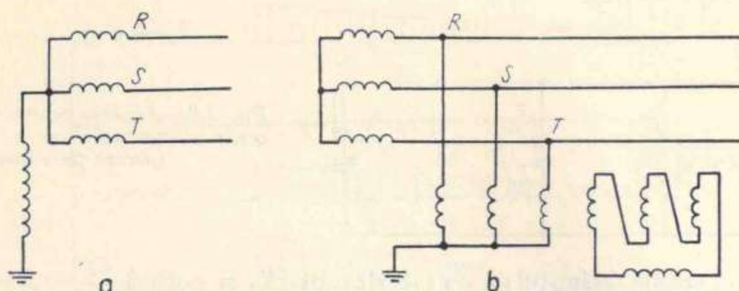


Fig. 2.19. Metode de compensare a rețelelor:
a — cu bobine de stingere; *b* — cu transformator de stingere.

Compensarea se realizează prin bobine sau prin transformatoare de stingere, montate ca în fig. 2.19.

În cazul transformatorului, practic există pe fiecare fază, în paralel cu capacitatea față de pămînt a acesteia, și o bobină. Tensiunile față de pămînt ale fiecărei faze sănătoase determină doi curenți în opoziție de fază. Dacă aceștia sînt și egali, prin locul defectului nu mai circulă nici un curent. Transformatorul prin care se realizează compensarea are secundarul legat în triunghi, pentru că în cazul unei puneri la pămînt, în acesta apare o tensiune homopolară.

În cazul bobinei legate între neutrul rețelei și pămînt, dacă se produce o punere la pămînt, curentul prin bobină este defazat cu 90° în urma ten-

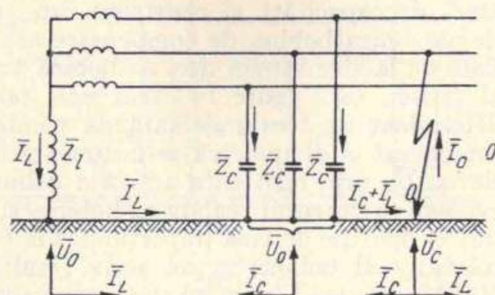


Fig. 2.20. Curenții de defect în cazul unei puneri la pămînt pe o fază, într-o rețea compensată.

siunii U_0 dintre punctul neutru și pămînt; pe de altă parte (fig. 2.9), suma curenților debitați spre pămînt prin capacitățile celor două faze sănătoase este defazată cu 90° înaintea tensiunii $\bar{U}_0$. Deci prin locul defect (fig. 2.20) trece suma acestor doi curenți, defazați între ei cu 180°, care, în cazul în care aceștia sînt egali, este nulă.

Ținînd seama de cele arătate mai sus, cum și de schema echivalentă obținută pentru rețeaua izolată (v. fig. 2.10), schema echivalentă a unei rețele compensate cu o punere la pămînt este cea din fig. 2.21.

După cum s-a văzut, curentul de punere la pămînt determinat de capacitățile față de pămînt ale fazelor este dat de relația (2.4) în care $\bar{Z}_C$ este de fapt $-jX_C$.

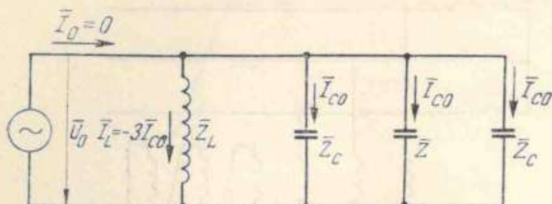


Fig. 2.21. Schema echivalentă a unei rețele compensate cu o punere la pămînt pe o fază.

Ținînd seama de faptul că $\bar{Z}_L$ este de fapt jX_L și notînd $\frac{X_C}{3} = X_{C_e}$, rezultă că pentru compensarea totală este necesar să fie satisfăcută condiția de rezonanță, adică

$$X_L = X_{C_e} \text{ sau } \omega L = \frac{1}{\omega C_e}.$$

Dacă această condiție de rezonanță este satisfăcută, $\bar{I}_L = -\bar{I}_0$, adică curentul de punere la pămînt este compensat și la locul defectului nu circulă curent, deși există curent în fazele sănătoase și în bobina de stingere.

Aceste relații, care au fost stabilite considerîndu-se capacitățile rețelei ca fiind concentrate, rămîn evident valabile și în cazul distribuției reale a acestora. Din fig. 2.22 care reprezintă distribuția reală a curenților se vede că locul instalării bobinei apare ca sursă a curentului de punere la pămînt.

După cum am mai arătat, fazele rețelelor prezintă față de pămînt în afară de capacități, și rezistențe care, practic, nu pot avea valori infinite; de asemenea bobina de compensare are și ea o rezistență de valoare finită. Este de la sine înțeles deci că bobina va putea compensa curentul capacitiv al rețelei, care apare în cazul unei puneri la pămînt, dar curentul activ, determinat de tensiunile față de pămînt ale fazelor sănătoase nu poate fi compensat ci dimpotrivă se însumează cu curentul activ determinat de tensiunea $\bar{U}_0$ prin rezistența activă a bobinei de stingere. După cum a rezultat evident că curentul reactiv al bobinei și suma curenților capacitivi ai rețelei sînt în opoziție de fază (raportîndu-i la $\bar{U}_0$), este tot atît de evident că curentul activ al bobinei și cel activ rezultant al rețelei sînt în fază. Deci în realitate curenții în cazul unei puneri la pămînt (considerîndu-se și componentele lor active) sînt cei din fig. 2.23.

În sfîrșit, trebuie amintit și cazul unei puneri la pămînt printr-un arc de rezistență finită, într-o rețea compensată. Acest caz se analizează în mod analog celui dintr-o rețea izolată (fig. 2.11, 2.12 și 2.13 și formulele corespunzătoare). Ținînd seama de cele arătate în acest caz și considerîndu-se rezistențele active ale fazelor față de pămînt și ale bobinei de stingere, schema

echivalentă a punerii la pămînt în aceste condiţii, într-o reţea compensată, este cea din fig. 2.24 (dedusă analog celei din fig. 2.13).

Trebuie atrasă atenţia că, în realitate, nu se reuşeşte, în mod obişnuit, realizarea unei compensări perfecte, adică nu se îndeplineşte condiţia

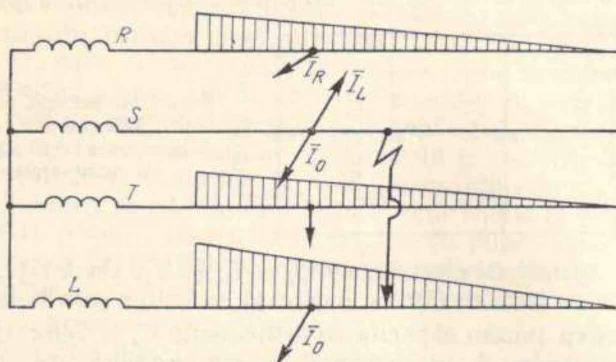


Fig. 2.22. Distribuţia curenţilor în conductoare şi în pămînt în cazul unei puneri la pămînt pe o linie a unei reţele compensate, ţinînd seama de distribuţia uniformă a capacităţilor.

$\omega L = \frac{1}{\omega C_e}$ şi deci curentul de punere la pămînt are, în afară de componenta activă (care, după cum s-a văzut, nu poate fi eliminată) şi o componentă reactivă capacitivă sau inductivă (deci defazată înaintea sau în urma tensiunii $\bar{U}_0$), după cum reactanţa capacitivă a reţelei este mai mică decît cea inductivă a bobinei sau invers, adică după cum reţeaua este subcompensată sau supracompensată.

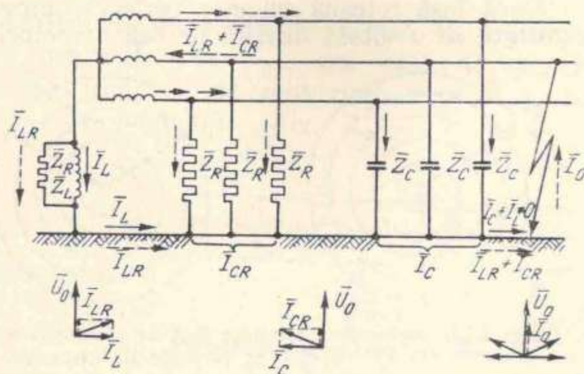


Fig. 2.23. Curenţii de defect în cazul unei puneri la pămînt pe o fază, într-o reţea compensată, ţinînd seama de rezistenţele de pierderi.

În încheierea analizei punerii la pămînt în reţelele izolate şi compensate (care se mai numesc şi *reţele cu curent mic de punere la pămînt*), este util să atragem atenţia asupra fenomenelor care caracterizează dispariţia punerii la pămînt şi deci a defectului, atunci cînd acesta are o natură trecătoare. În mod obişnuit, arcul electric are condiţii favorabile de dispariţie cînd curentul

de punere la pămînt trece prin valoarea zero. Considerînd tensiunea $\bar{U}_0$ defazată cu $\frac{\pi}{2}$ în urma curentului $\bar{I}_0$, este evident că, în momentul respectiv, tensiunea are valoarea sa maximă $\sqrt{2}\,U_0$. Din schema echivalentă a defectului, observăm că, prin dispariţia curentului, sistemul de capacităţi rămîne

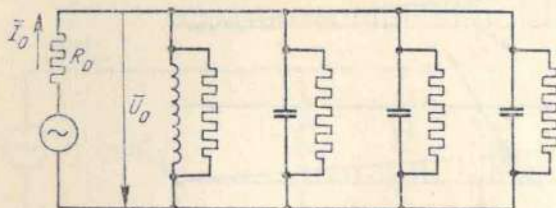


Fig. 2.24. Schema echivalentă a unei reţele compensate cu o punere la pămînt prin rezistenţă, ţinînd seama de rezistenţele de pierderi.

încărcat cu o cantitate de electricitate $Q_e = C_e\sqrt{2}U_0$. Dacă reţeaua este compensată, sarcina cu care ea rămîne încărcată se scurge prin bobină la pămînt Totul se petrece ca şi cum capacitatea echivalentă C_e a celor trei capacităţi din schema echivalentă se descarcă asupra bobinei de inductanţă L. Această descărcare se desfăşoară sub forma unor oscilaţii cu frecvenţă proprie $f_0 = \frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{1}{LC_e}}$. Aceste oscilaţii dispar în timp (datorită rezistenţelor de pierderi ale reţelei şi ale bobinei); în tot acest timp, tensiunea $\bar{U}_0$ scade pînă la zero.

Dacă reţeaua este perfect compensată, frecvenţa oscilaţiilor este evident chiar 50 Hz şi deci vectorul $\bar{U}_0$, care se însumează cu vectorii tensiunilor fiecărei faze, determinînd tensiunile acestora faţă de pămînt, îşi va păstra poziţia relativă faţă de aceştia în toată perioada dispariţiei defectului, scăzînd treptat pînă la zero.

Dacă însă reţeaua nu este perfect compensată, $f_0 \neq f$ şi vectorul $\bar{U}_0$ se roteşte cu o viteză diferită de cea a vectorilor tensiunilor pe fază (cu o

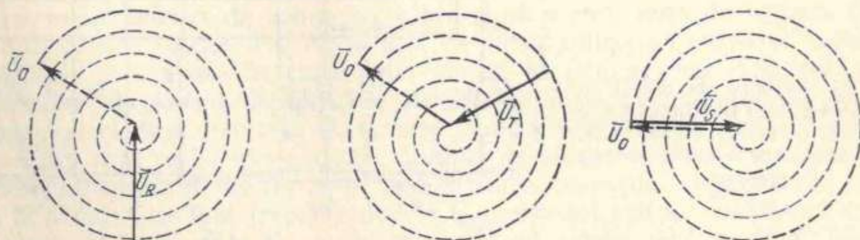


Fig. 2.25. Oscilaţiile tensiunilor faţă de pămînt în cazul unei puneri la pămînt pe faza S în perioada de dispariţie a acesteia.

viteză relativă corespunzătoare frecvenţei $f_0 - f$) şi deci, în ipoteza inexistenţei rezistenţelor de pierdere, tensiunile faţă de pămînt ale tuturor fazelor, chiar după dispariţia defectului, ar varia între 0 şi $2\,U_f$. În realitate însă, după cum s-a arătat, vectorul $\bar{U}_0$ scade treptat, descriind (fig. 2.25) o spirală în jurul vectorilor tensiunilor pe fază.

2.6. DUBLA PUNERE LA PĂMÎNT

După cum s-a arătat, punerea la pămînt într-o rețea cu punctul neutru izolat provoacă supratensionarea fazelor sănătoase; prin aceasta se creează pericolul deteriorării izolației unei alte faze, în alt loc, și al apariției unui defect mai grav, care evident nu poate fi tolerat în funcționarea normală. Acesta este de altfel, principalul motiv pentru care o punere la pămînt într-o rețea izolată trebuie urgent detectată și îndepărtată. Un asemenea defect, asemănător cu scurtcircuitul bifazat, care constă în punerea la pămînt (prin arc sau netă) a două faze diferite în două puncte diferite ale unei rețele, se numește dublă punere la pămînt. Ea se întîlnește numai în rețelele cu curent mic de punere la pămînt, pentru că în rețelele cu punctul neutru legat rigid la pămînt punerea la pămînt reprezintă un scurtcircuit și este eliminată rapid de protecție.

Deși asemănătoare cu scurtcircuitul bifazat, dubla punere la pămînt diferă de aceasta prin diagramele de tensiune care o caracterizează și în special prin apariția unei deplasări a punctului neutru.

Pentru analizarea curenților și a tensiunilor care caracterizează un asemenea defect, considerăm o linie alimentată de la un capăt și avînd două puneri la pămînt — pe fazele S și T — în două puncte diferite (fig. 2.26). În cazul unei rețele mai complexe — o linie alimentată de la ambele capete — diagramele de tensiune vor fi altele, dar metoda de determinare a lor este aceeași.

Vom considera cele două cazuri posibile: punerile la pămînt nete și punerile la pămînt prin rezistențe, în care caz vom considera, pentru simplificare, că rezistențele de punere la pămînt ale celor două faze sînt identice.

Pentru determinarea curenților, ținem seama de faptul că tensiunea care dă naștere curentului de defect $\bar{I}_S$ este $\bar{U}_{ST}$, cea care dă naștere curentului de defect $\bar{I}_T$ este $\bar{U}_{TS}$ (egală și de sens contrar cu $\bar{U}_{ST}$), iar impedanța buclei de defect este inductivă (fig. 2.27).

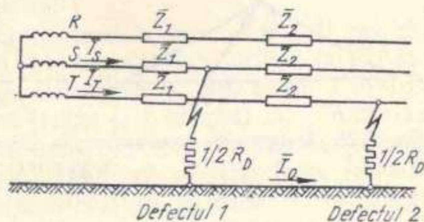


Fig. 2.26. Dublă punere la pămînt pe fazele S și T.

Pentru determinarea tensiunilor care caracterizează defectul vom considera că în impedanțele liniei $\bar{Z}_l$ sînt înglobate și impedanțele generatorului; impedanțele $\bar{Z}_1$ și $\bar{Z}_2$ sînt porțiuni din impedanța liniei, avînd valori diferite (determinate de pozițiile celor două defecte), dar același unghi.

În fig. 2.28 sînt reprezentate tensiunile la sursă, la locul primului defect și la locul celui de al doilea defect (conform fig. 2.26), în cazul punerilor la pămînt nete. După cum se vede din figură, tensiunile pe fază ale fazelor defecte variază de-a lungul liniei, pînă în punctele corespunzătoare de defect,

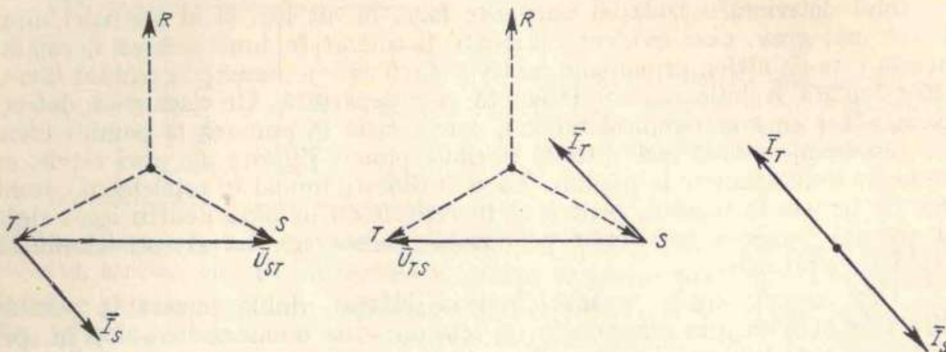


Fig. 2.27. Curenții în conductoare (și în pămînt), în cazul unei duble puneri la pămînt.

ajungînd în punctul defectului al doilea (mai depărtat de sursă) egale și de sens contrar cu deplasarea punctului neutru, care este, evident, una singură. Potențialul pămîntului și vîrfurile vectorilor tensiunilor fazelor defecte se găsesc mereu pe dreapta $\bar{U}_{ST}$, pentru că s-a considerat că impedanța buclei are pe toate porțiunile același unghi interior (deci $\bar{I}_d\bar{Z}$ este întodeauna în fază cu tensiunea care îl produce).

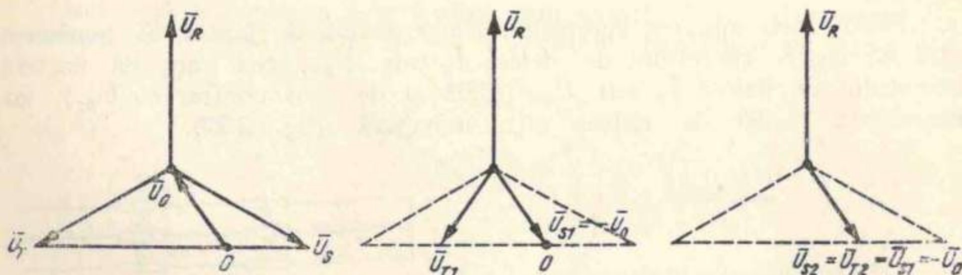


Fig. 2.28. Diagramele tensiunilor în diferite puncte ale liniei, în cazul unei duble puneri la pămînt nete pe aceasta.

În fig. 2.29 sînt reprezentate aceleași tensiuni, pentru cazul cînd cele două puneri la pămînt au loc prin rezistențe de trecere egale între ele (conform fig. 2.26). Și în acest caz tensiunile pe fază ale fazelor defecte variază de-a lungul liniei, dar nu ajung niciodată egale între ele. De asemenea, deplasarea punctului neutru nu se confundă cu niciuna dintre ele, potențialul

pămîntului aflîndu-se la locul defectului la egală distanță de vîrfurile vectorilor tensiunilor celor două faze defecte. Impedanța buclei de defect nemai fiind acum o impedanță unică (cu un singur unghi interior), căderile de tensiune formează, după cum se vede, o linie frîntă.

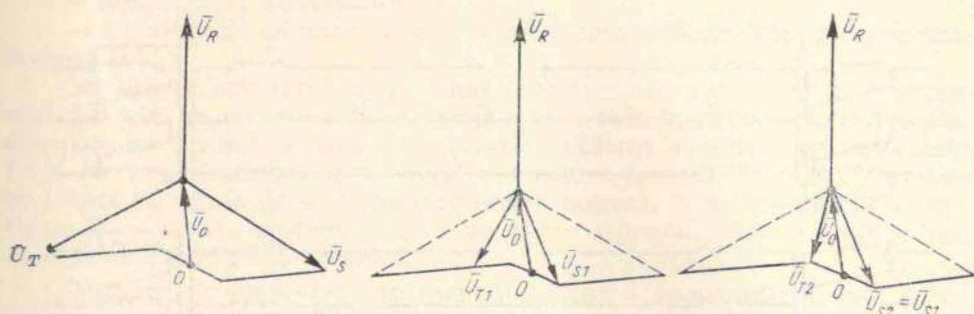


Fig. 2.29. Diagramele tensiunilor în diferite puncte ale liniei, în cazul unei duble puneri la pămînt prin arc.

2.7. ÎNTRERUPEREA UNEI FAZE

În exploatare, întreruperea unei faze poate apărea în următoarele cazuri mai importante:

— ca urmare a ruperii unui conductor, fără a se produce un scurtcircuit sau o punere la pămînt;

— ca urmare a ruperii unui conductor, însoțită de un scurtcircuit monofazat;

— după deconectarea, prin dispozitivul de reanclanșare automată rapidă, a unei singure faze defectate, în cazul unui scurtcircuit monofazat sau bifazat;

— programată, pentru repararea conductorului defect sau, în timpul iernii, pentru topirea chiciurii de pe conductoare.

Vom examina modul în care poate funcționa o linie în cazul cel mai simplu, al întreruperii unui conductor fără scurtcircuit sau punere la pămînt. În fig. 2.30 este reprezentată o linie cu o fază întreruptă funcționînd în două variante într-un sistem cu punctul neutru izolat și într-unul cu punctul neutru legat direct la pămînt. Fiecare dintre aceste cazuri reprezintă regimuri dezechilibrate, deoarece curenții nu mai sînt egali pe cele trei faze. În cazul cînd punctul neutru al sistemului la care este racordată linia nu este legat la pămînt (fig. 2.30, *a*), întreruperea unui conductor transformă linia din trifazată în bifazată (curenții circulă numai prin cele două conductoare sănătoase). Cînd punctul neutru este legat la pămînt la ambele capete ale liniei (fig. 2.30, *b*), întreruperea unui conductor transformă linia din trifazată tot în trifazată (al treilea conductor fiind pămîntul), însă asimetrică, deoarece impedanțele celor trei conductoare nu mai sînt egale.

Analiza regimurilor de funcţionare în aceste ipoteze se efectuează utilizîndu-se metoda componentelor simetrice. Se ştie că orice sistem nesimetric de trei curenţi sau tensiuni poate fi descompus în trei sisteme simetrice: direct, invers şi homopolar.

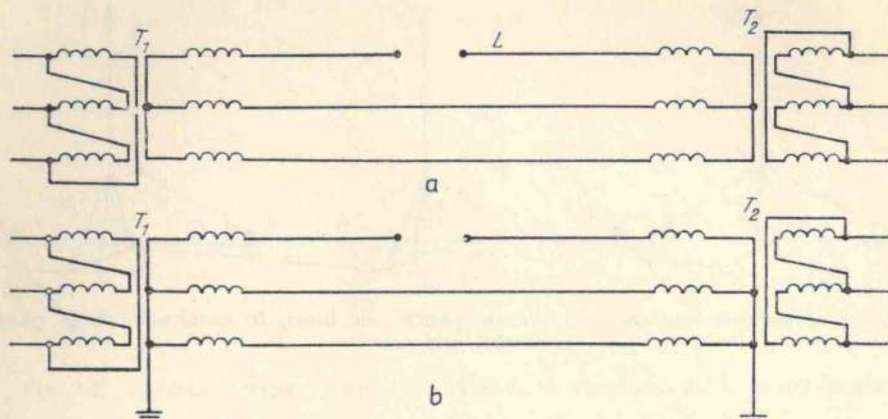


Fig. 2.30. Funcţionarea unei linii cu o fază întreruptă într-un sistem energetic: *a* — cu neutrul izolat; *b* — cu neutrul legat direct la pămînt.

Componenta homopolară a curentului nu circulă decît între punctele legate la pămînt; deoarece sistemul în care funcţionează generatoarele este de obicei izolat de pămînt (prin înfăşurarea în triunghi a transformatorului), ca şi consumatorii, rezultă că generatoarele şi consumatorii nu vor fi perturbaţi de componenta homopolară a curentului.

Componenta inversă este aceea care trece în reţeaua generatoarelor şi a consumatorilor şi perturbă funcţionarea acestora. În cazul unei singure linii care funcţionează într-un sistem cu punctul neutru izolat, *gradul de dezechilibru*, definit ca raportul dintre curentul invers şi curentul direct, este

$$\varepsilon_i = \frac{I_i}{I_d} = 1.$$

În cazul cînd punctul neutru este legat la pămînt, *gradul de asimetrie*, definit ca raportul dintre curentul homopolar şi curentul direct este

$$\varepsilon_0 = \frac{I_0}{I_d} < 1.$$

Gradele de dezechilibru şi de asimetrie depind de configuraţia sistemului (numărul de linii care funcţionează în paralel cu cea întreruptă, numărul de generatoare, conexiunea transformatoarelor etc.). Este de dorit ca gradele de dezechilibru şi de asimetrie să fie cît mai mici; prin norme se impun anumite valori ale acestora, care nu trebuie să fie depăşite.

Funcţionarea unei instalaţii cu o fază întreruptă poate fi admisă numai dacă sînt rezolvate problemele ridicate de această funcţionare, şi anume:
— solicitarea generatoarelor de către componenta inversă;
— comportarea transformatoarelor şi a linilor în regim nesimetric;
— comportarea consumatorilor;
— perturbaţiile cauzate liniilor de telecomunicaţii de către componenta homopolară.

Curenţii pe cele trei faze ale unui generator care funcţionează în regim dezechilibrat, ca urmare a întreruperii a unei faze în sistem, nu sînt egali. Componenta inversă creează în generator încălziri excesive ale rotorului. Dacă la bornele statorului se aplică o tensiune inversă, în rotorul care se învîrteşte cu viteza de sincronism în sensul normal, în înfăşurarea de amortizare şi în fier iau naştere, ca şi la un motor asincron, curenţi de inducţie, care produc încălzirea acestora.

Deoarece, în exploatare, în cazul funcţionării accidentale a unor generatoare în regim dezechilibrat, provocat de ruperea unei faze, nu poate fi calculat uşor gradul de dezechilibru $\varepsilon_i = \frac{I_i}{I_d}$, acesta se determină ca raportul dintre diferenţa între curenţii maxim şi minim ai fazelor şi curentul nominal al generatorului

$$\varepsilon_i\% = \frac{I_{max} - I_{min}}{I_n} \cdot 100.$$

Gradul de dezechilibru maxim admisibil trebuie determinat experimental, pentru fiecare generator sau compensator în parte. În lipsa acestor determinări, conform „Regulamentului de exploatare tehnică a centralelor şi reţelelor electrice", se admit următoarele valori maxime:

— 10% din curentul nominal al statorului, pentru turbogeneratoare şi generatoare Diesel;

— 20%, pentru hidrogeneratoare şi compensatoare sincrone, cu condiţia ca pe nici o fază curentul să nu depăşească valoarea normală.

Personalul de exploatare îşi dă seama de funcţionarea în regim dezechilibrat a unui generator prin valorile diferite ale curenţilor pe cele trei faze ale statorului şi prin temperatura de ieşire mai mare decît cea normală a fluidului de răcire a generatorului (supratemperatură provocată de încălzirea excesivă a rotorului).

La funcţionarea în regim dezechilibrat, în special a hidrogeneratoarelor (din cauza rotoarelor cu poli aparenţi), pot apărea vibraţii care pot conduce la limitarea sarcinii sau la scoaterea din funcţiune a generatorului.

Liniile permit trecerea componentelor inverse şi homopolare, pînă la limita puterilor de transport.

Transformatoarele nu sînt sensibile la trecerea componentei inverse; în privinţa componentei homopolare, este necesar ca transformatoarele obişnuite cu trei miezuri (cu flux forţat) să fie prevăzute cu o înfăşurare suplimentară în triunghi închis, pentru micşorarea reactanţei homopolare a transformatorului.

Consumatorii sînt şi ei influenţaţi de prezenţa componentelor inverse ale curentului şi tensiunii. Motoarele sincrone se comportă la fel ca şi generatoarele sincrone. Motoarele asincrone îşi măresc mult pierderile în rotor (pînă la de 3,75 ori pierderile nominale), cea ce produce încălzirea lor. În cazul în care ele sînt încărcate la sarcina nominală, este necesară deconectarea lor de la reţea.

Liniile de transport care funcţionează cu o fază întreruptă în apropierea liniilor de telecomunicaţii, provoacă apariţia unei tensiuni de inducţie electrostatică şi electromagnetică, care ridică potenţialul conductoarelor liniilor de telecomunicaţii şi dau naştere, la bornele aparatelor de recepţie, unor tensiuni parazite care pot fi periculoase atît pentru instalaţii, cît şi pentru personalul de deservire. Pentru evitarea acestor efecte periculoase, liniile de energie electrică se depărtează cît mai mult posibil de cele de telecomunicaţii şi se iau o serie de măsuri ca: transpunerea circuitelor (pentru atenuarea tensiunilor electromotoare induse), instalarea unor bobine de drenare pentru egalarea potenţialelor pe cele două conductoare ale circuitului perturbat, folosirea transformatoarelor de izolare etc.

Rezultă că funcţionarea unei linii cu o fază întreruptă poate aduce perturbări în instalaţiile de producere şi distribuţie a energiei, cum şi în cele de telecomunicaţii, şi nu este admisă decît după examinarea valorii şi efectelor acestor perturbări.

2.8. REGIMURILE ANORMALE DE FUNCŢIONARE

2.8.1. Suprasarcina

Se înţelege prin suprasarcină creşterea curentului dintr-o instalaţie peste valoarea nominală pentru care a fost construită aceasta. În general, suprasarcina nu dă loc la defectări momentane, ci după un timp care poate varia de la cîteva minute pînă la cîteva ore de la producerea ei.

Suprasarcina poate fi cauzată de:

— supraîncărcarea peste valoarea nominală a unei instalaţii (generator, transformator, linie, motor), provocată de creşterea consumului;

— subdimensionarea unei instalaţii faţă de sarcina cerută;

— apariţia unui defect în instalaţie (scurtcircuit între faze prin rezistenţă mare, punerea la pămînt a unei faze, întreruperea unei faze etc.).

Suprasarcina are următoarele efecte:

a. *Încălzirea elementului (generator, transformator, motor, etc.) prin care circulă curentul de suprasarcină, la o temperatură mai mare decît cea admisibilă.* Pierderile de energie electrică în maşini şi în transformatoare constau în pierderi în fier şi pierderi în înfăşurări (în cupru sau în aluminiu). Primele, datorită curenţilor turbionari şi fenomenului de hysterezis, sînt

în general constante, nedepinzînd de curent ci numai de tensiune și de frecvență; pierderile în înfășurări, datorite efectului Joule-Lenz, sînt proporționale cu pătratul curentului. Pierderile de energie electrică produc în diferite piese ale mașinii o cantitate de căldură care ridică temperatura acestora. Ca urmare a diferenței de temperatură create între aceste piese și mediul înconjurător, căldura este transmisă în afara mașinii. În cazul cînd cantitatea de căldură corespunzătoare pierderilor este egală cu cea evacuată, mașina își menține temperatura constantă, adică ajunge la temperatura de regim. Dacă încălzirea este excesivă, ea provoacă deteriorarea mașinii prin distrugerea izolației. Dacă încălzirea mare durează timp îndelungat, se produce îmbătrînirea izolației și, în măsură mai mică, a tolelor; mașina se uzează prematur. Îmbătrînirea izolației favorizează apariția unui defect brusc (de natura scurtcircuitului sau a punerii la masă) sau provoacă aprinderea izolației.

b. *Căderi de tensiune, mai ales în rețelele încărcate inductiv.* Se poate întîmpla ca uneori acestea să provoace o creștere a suprasarcinii care să ducă la o nouă cădere de tensiune și așa mai departe, pînă cînd se produce în rețea căderea de tensiune în așa-numita *avalanșă de tensiune,* care poate avea ca efect deconectarea pe rînd a generatoarelor.

Suprasarcina are deci nevoie de un oarecare timp pentru a produce deteriorări în instalații, în general acestea fiind dimensionate astfel încît să suporte cîtva timp o oarecare suprasarcină. Protecția contra suprasarcinilor nu trebuie să deconecteze imediat, ci trebuie să urmărească relația dintre suprasarcină și timpul cît poate fi suportată, adică să constituie *imaginea obiectului* protejat. Timpul cît suprasarcina poate fi suportată este dat de relația

$$t = T \ln \frac{1}{1 - \dfrac{A \cdot \theta_\infty}{0{,}24\left(P_{Fe+m} + P_{inf}\dfrac{I^2}{I_n^2}\right)}}$$

în care: T este constanta de timp a încălzirii (timpul în care corpul încălzit atinge aproximativ 63% din temperatura finală);

A — coeficientul de cedare a căldurii (produsul dintre suprafața mașinii în contact cu mediul și coeficientul de transmitere a căldurii), în W/grd;

θ_∞ — supratemperatura corespunzătoare unui timp de încălzire infinit, în grd;

P_{Fe+m} — pierderi în fier și mecanice, în W;

P_{inf} — pierderile în înfășurări, corespunzătoare curentului nominal I_n, în W.

Această relație este reprezentată în fig. 2.31 (curba *1*), pentru un transformator de 200 kVA. După cum se observă, cu cît suprasarcina este mai mare cu atît timpul cît poate fi menținut transformatorul în acest regim este mai mic.

Relația de mai sus depinde de supratemperatura admisibilă θ_∞, adică de diferența dintre temperatura admisibilă a clasei de izolație respectivă și temperatura mediului ambiant. Cu cît temperatura mediului ambiant este mai mare, cu atît timpul de supraîncărcare se micșorează, iar curba caracteristică se deplasează spre stînga.

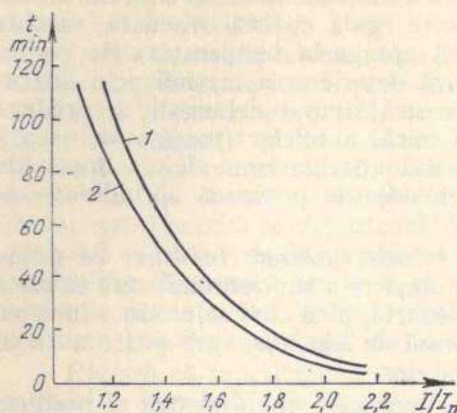


Fig. 2.31. Caracteristica suprasarcină-timp a unui transformator de 200 kVA.

Protecția contra suprasarcinii trebuie să țină seama de variația timpului de pornire cu curentul de suprasarcină. În acest scop, timpul de pornire a protecției care comandă declanșarea ar trebui să depindă de curent după curba 2 din fig. 2.31, adică să se adapteze curbei de încărcare admisibilă a instalației respective. Releele electromagnetice maximale cu caracteristică dependentă, ca și releele termice care nu se află în aceleași condiții ca și elementul care trebuie protejat, nu țin seama de temperatura mediului ambiant sau de constanta de timp a corpului. Aparatajul care acționează exclusiv sub influența temperaturii (supraveghetoarele de temperatură) realizează imaginea termică a obiectului protejat, însă introducerea lor în corpul protejat nu este totdeauna posibilă sau poate crea puncte slabe în construcția lui.

Dacă sînt situate în aceleași condiții termice ca și obiectul protejat, releele termice realizează adaptarea caracteristicii lor la curba de încărcare a obiectului.

2.8.2. Pendulările mașinilor sincrone dintr-un sistem energetic

În funcționarea în paralel a generatoarelor sincrone dintr-un sistem energetic, se observă uneori, cu ocazia supraîncărcărilor bruște, a schimbărilor rapide în configurația sistemului sau a scurtcircuitelor care n-au fost eliminate rapid, variații importante ale curenților, tensiunilor și puterilor debitate de generatoare, care pot avea ca urmare ieșirea din sincronism a acestora.

Vom considera cea mai simplă schemă de transport, formată dintr-un generator care debitează energie unui consumator printr-un transformator și o linie de transport (fig. 2.32, *a*). Presupunem că receptorul face parte dintr-un

sistem de putere foarte mare în raport cu puterea transportată pe linie; ca urmare se poate considera că tensiunea la barele D rămîne constantă, indiferent de condițiile de funcționare.

Schema echivalentă, ținînd seama de reactanțele generatorului, transformatoarelor și liniei, este reprezentată în fig. 2.32, *b* (pentru o fază, deoarece sistemul este echilibrat și simetric).

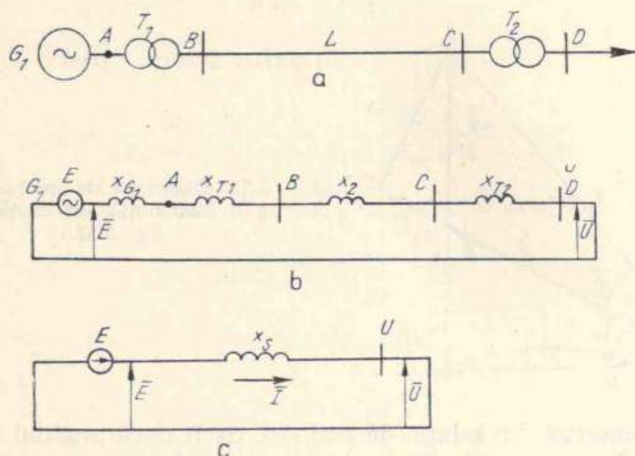


Fig. 2.32. Schemele de principiu și echivalentă ale unui sistem simplu de transport de energie electrică: *a* — schema electrică; *b* — schema echivalentă; *c* — schema simplificată.

Deoarece toate reactanțele sînt legate în serie, schema poate fi restrînsă, ca în fig. 2.32, *c*, unde suma reactanțelor X_s reprezintă reactanța totală a sistemului.

Diagrama vectorială a acestei funcționări normale este reprezentată în fig. 2.33, în care se observă că vectorul tensiunii electromotoare $\bar{E}$ reprezintă suma vectorului tensiunii $\bar{U}$ la barele receptorului și a căderii de tensiune $jX_s\bar{I}$, între barele generatorului și ale consumatorului.

Curentul $\bar{I}$ care circulă prin linie, defazat cu unghiul φ în urma tensiunii $\bar{U}$, a fost descompus într-o componentă activă $\bar{I}_a$, reprezentată prin vectorul $\overline{ON}$, și o componentă reactivă $\bar{I}_r$, reprezentată prin vectorul $\overline{NM}$. Căderea de tensiune $jX_s\bar{I}$, în reactanță totală a sistemului reprezentată prin vectorul $\overline{RS}$, poate fi descompusă în două componente: o componentă $jX_s\bar{I}_a$, care reprezintă căderea de tensiune datorită curentului activ $\bar{I}_a$ (reprezentată prin vectorul $\overline{TS}$) și componentă $jX_s\bar{I}_r$, care reprezintă căderea de tensiune datorită curentului reactiv $\bar{I}_r$ (reprezentată prin vectorul $\overline{RT}$). În triunghiul dreptunghic OTS, se poate scrie

$$X_sI_a = E \sin \delta.$$

Înmulţindu-se ambii membri cu $\frac{U}{X_s}$, se obţine

$$UI_a = P = \frac{EU \sin\delta}{X_s}.$$

În cazul în care t.e.m. E a generatorului şi tensiunea U la barele consumatorului rămîn constante, puterea cerută de consumator nu poate varia,

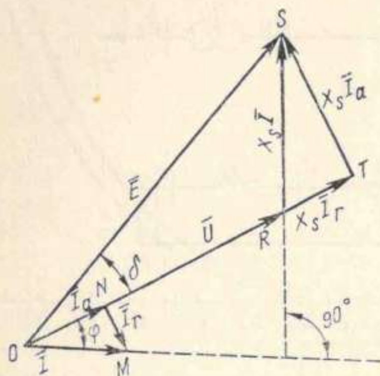


Fig. 2.33. Diagrama de funcţionare vectorială a sistemului de transport din fig. 2.32.

după cum se observă din relaţia de mai sus, decît dacă unghiul δ îşi schimbă valoarea. După cum se ştie, încărcarea sau descărcarea cu putere activă a unui grup generator se realizează acţionîndu-se asupra admisiei motorului primar. De exemplu, la o turbină, puterea turbinei creşte pe măsura deschiderii ventilelor de reglaj. În regim normal, puterea turbinei este egală cu puterea generatorului şi maşina are o viteză constantă.

Dacă se măreşte admisia agentului motor, viteza generatorului creşte, vectorul t.e.m. $\bar{E}$ a generatorului se roteşte faţă de vectorul tensiunii $\bar{U}$, iar unghiul δ creşte. Prin aceasta, conform relaţiei de mai sus, puterea generatorului creşte, pînă cînd egalează din nou puterea crescută a turbinei. Deci în cazul schimbărilor de regim variază şi unghiul dintre t.e.m. a generatorului şi tensiunea sistemului. Se produc astfel oscilaţii pendulare, ale căror amplitudini sînt cu atît mai mari, cu cît schimbarea de regim este mai importantă şi mai rapidă. În cazul unor variaţii foarte rapide, se poate întîmpla ca acest unghi să depăşească anumite valori, să nu se mai poată reface echilibrul între puterea turbinei şi cea a generatorului şi maşina să iasă din sincronism.

Vom studia fenomenele care se produc la apariţia pendulărilor într-un sistem energetic simplificat, format dintr-o reţea alimentată de la ambele capete. Presupunem că scurtcircuitul care a provocat aceste pendulări a fost separat prin deconectarea părţii defecte şi sistemul funcţionează în gol; în acest caz se păstrează simetria în cele trei faze şi fenomenele pot fi studiate într-o schemă monofazată (fig. 2.34). Valorile eficace ale t.e.m. $\bar{E}_A$ şi $\bar{E}_B$ ale centralelor A şi B se consideră egale, defazate între ele cu un unghi δ şi avînd sensurile pozitive indicate în fig. 2.34, *c*; pentru simplificare, s-au neglijat rezistenţele înfăşurărilor generatoarelor şi s-a ţinut seamă numai de reactanţele lor X_A şi X_B, cum şi de impedanţa liniei $\bar{Z}_l$.

Din aplicarea legii a doua a lui Kirchhoff circuitului reprezentat în fig. 2.34, *b* rezultă:

$$\bar{E}_A - \bar{E}_B = jX_A\bar{I} + \bar{Z}_l\bar{I} + jX_B\bar{I};$$

$$\bar{E}_A = jX_A\bar{I} + \bar{U}_A;$$

$$\bar{E}_B = -jX_B\bar{I} + \bar{U}_B.$$

Din prima ecuație rezultă curentul

$$I = \frac{\bar{E}_A - \bar{E}_B}{jX_A + Z_l + jX_B} = \frac{\bar{E}_A - \bar{E}_B}{R_l + j(X_A + X_l + X_B)},$$

defazat față de diferența t.e.m. $\bar{E}_A - \bar{E}_B$ în urmă cu unghiul

$$\varphi = \operatorname{arctg} \frac{X_A + X_l + X_B}{R_l}.$$

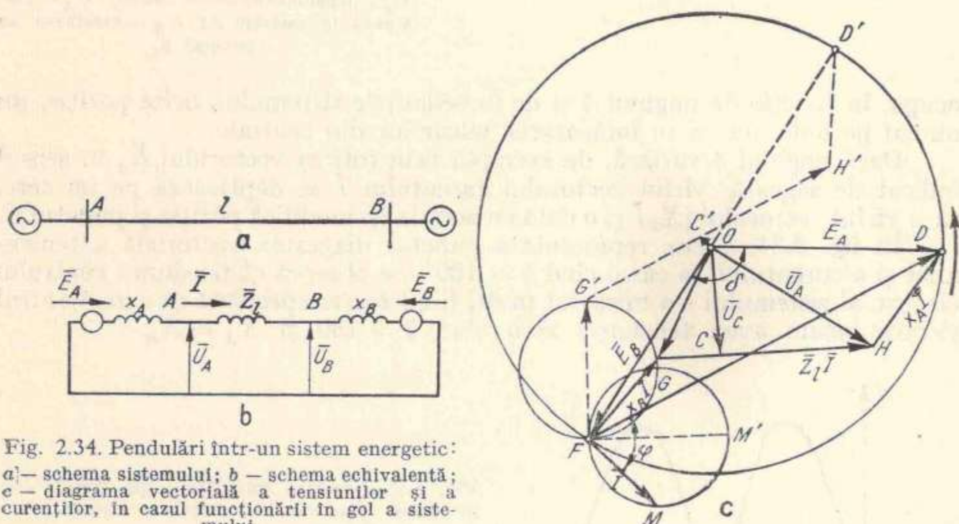


Fig. 2.34. Pendulări într-un sistem energetic:
a — schema sistemului; *b* — schema echivalentă; *c* — diagrama vectorială a tensiunilor și a curenților, în cazul funcționării în gol a sistemului.

Primele trei ecuații sînt reprezentate în fig. 2.34, *c*, în care:

$$\overline{OD} = \bar{E}_A; \ \overline{OF} = \bar{E}_B; \ \overline{FD} = \bar{E}_A - \bar{E}_B; \ \overline{FM} = \bar{I}; \ \sphericalangle FOD = \delta;$$

$$\sphericalangle DFM = \varphi; \ \overline{FG} = jX_B\bar{I}; \ \overline{GH} = \bar{Z}_l\bar{I}; \ \overline{HD} = jX_A\bar{I};$$

$$\overline{OG} = \bar{U}_B; \ \overline{OH} = \bar{U}_A.$$

Tensiunea minimă $\bar{U}_c$ din sistem, pentru unghiul de defazaj δ între t.e.m. $\bar{E}_A$ și $\bar{E}_B$ este egală cu perpendiculara OC, coborîtă din O pe vectorul $\overline{GH} = \bar{Z}_l\bar{I}$. Punctul C din sistem, care pentru unghiul de defazaj δ dat are tensiunea minimă, se numește *centru electric* al sistemului. Acest punct poate

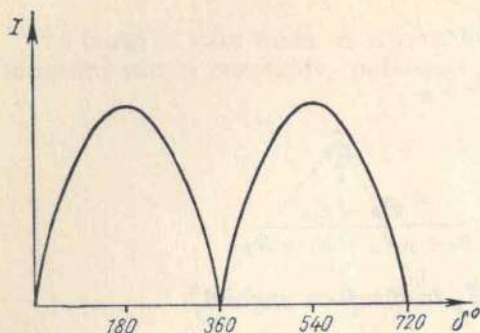


Fig. 2.35. Variația curentului pe linie, în cazul pendulărilor, într-un sistem care funcționează în gol.

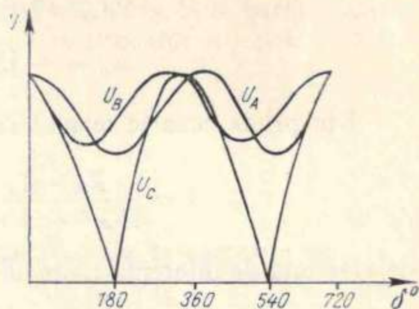


Fig. 2.36. Variația tensiunilor în cazul pendulărilor, într-un sistem care funcționează în gol:

U_c — tensiunea centrului electric; U_A — tensiunea în punctul A; U_B — tensiunea în punctul B.

ocupa, în funcție de unghiul δ și de impedanțele sistemului, orice poziție, nu numai pe linie, dar și în înfășurările mașinilor din centrale.

Dacă unghiul δ variază, de exemplu prin rotirea vectorului $\bar{E}_A$ în sensul indicat de săgeată, vîrful vectorului curentului $\bar{I}$ se deplasează pe un cerc, ca și vîrful vectorului $jX_B\bar{I}$ și o dată cu aceștia își modifică poziția și punctul C.

În fig. 2.34, *c* este reprezentată punctat diagrama vectorială a tensiunilor și a curentului, în cazul cînd $\delta = 180°$. Se observă că tensiunea centrului electric al sistemului s-a micșorat mult, fiind foarte apropiată de zero. Centrul electric poate avea tensiunea zero cînd $\delta = 180$ și $X_A = X_B$.

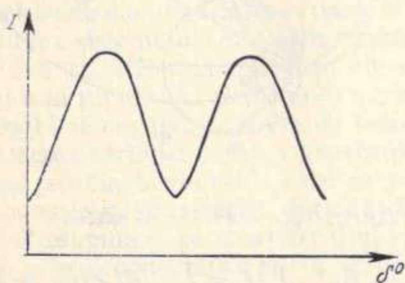


Fig. 2.37. Variația curentului pe linie în cazul pendulărilor, într-un sistem în sarcină.

Variația valorilor eficace ale curentului și tensiunii în funcție de unghiul de defazaj δ este reprezentată în fig. 2.35, 2.36 și 2.37. Se observă că atît variațiile curentului cît și ale tensiunii sînt periodice și pulsatorii. Curentul are valoarea maximă în cazul cînd $\delta = 180°$, $540°$ etc. și $E_A = E_B$ și are valoa-

rea zero cînd $\delta = 0°$; $360°$ etc. şi $E_A = E_B$ (după cum rezultă din relaţia cu care s-a calculat curentul).

La sistemele în sarcină, valorile minime ale curenţilor nu sînt egale cu zero şi sînt determinate de caracteristicile sarcinii (fig. 2.37).

La apariţia pendulărilor, apar şi variaţii importante ale tensiunilor, care pot să scadă chiar pînă la zero (cazul centrului electric). Deoarece pendulările conduc la creşteri importante ale curenţilor şi la scăderi ale tensiunii asemănătoare scurtcircuitelor, unele protecţii acţionează şi deconectează intempestiv o serie de consumatori. Din acest motiv, se introduc în schemele de protecţie o serie de dispozitive care blochează funcţionarea lor în astfel de cazuri, însă care complică schemele de protecţie. Paralel cu acestea, în cadrul sistemului se iau o serie de măsuri care să evite ieşirile din sincronism (folosirea regulatoarelor automate rapide de tensiune, alegerea judicioasă a schemei sistemului, folosirea întrerupătoarelor şi protecţiilor foarte rapide etc.).

3

TRANSFORMATOARE DE MĂSURĂ ȘI FILTRE PENTRU COMPONENTE SIMETRICE

3.1. PARTICULARITĂȚILE TRANSFORMATOARELOR DE MĂSURĂ PENTRU PROTECȚIE

Pentru supravegherea funcționării unei instalații sau circuit electric este necesar să se poată controla oricare dintre parametrii caracteristici: tensiunea, curentul, puterea, rezistența (respectiv impedanța sau reactanța), frecvența și unghiul de fază. În instalațiile de joasă tensiune sau în circuitele în care curenții sînt de ordinul zecilor de amperi (în unele cazuri, chiar pînă la 200—300 A), funcționarea poate fi supravegheată măsurîndu-se direct tensiunile, curenții etc. ai circuitului controlat, cu relee primare.

În instalațiile de curent alternativ de înaltă tensiune, sau la care curenții depășesc zeci de amperi, parametrii caracteristici nu mai pot fi măsurați direct, ci prin intermediul transformatoarelor de măsură.

În tehnica protecției prin relee, transformatoarele de măsură au rolul de a alimenta cu tensiune, respectiv cu curent, schemele de protecție prin relee. În acest sens ele îndeplinesc trei funcțiuni:

— reducerea tensiunii și a curentului alternativ din instalațiile de forță, la valori convenabile pentru alimentarea releelor (100 sau 110 V respectiv 5 sau 1 A);

— izolarea releelor și a personalului de exploatare de tensiunea înaltă a circuitelor primare;

— combinarea, în anumite moduri, a mărimilor transformate în prealabil pentru a obține o mărime care să ilustreze cel mai potrivit o anumită stare de defect sau de funcționare anormală.

Transformatoarele de măsură utilizate pentru protecție au același principiu de funcționare și aceiași construcție ca și cele utilizate pentru măsură. Caracteristic pentru primele este însă regimul de funcționare deoarece, în cazul proiecției, domeniul lor de măsură este mult mai larg. În cazul unui defect în rețea, tensiunile pot varia de la valorile cele mai mici pînă la dublul tensiunii nominale (față de 30—120% din tensiunea nominală cît sînt limitele

obişnuite pentru aparatele de măsurat). Pentru curenţi, domeniul de măsurare corespunzător curenţilor de scurtcircuit este situat aproape exclusiv deasupra curentului nominal pe care îl poate depăşi pînă la de 30—40 ori (faţă de 10—120% din curentul nominal, cît reprezintă limitele obişnuite pentru măsură).

3.2. TRANSFORMATOARE DE TENSIUNE

Transformatoarele de tensiune utilizate în prezent, atît pentru protecţia prin relee cît şi pentru măsură, sînt de două tipuri: inductive şi capacitive.

3.2.1. Transformatoare de tensiune inductive. Funcţionare şi erori

În ce priveşte principiul de funcţionare, un transformator de tensiune inductiv este asemănător cu un transformator de forţă însă, spre deosebire de acesta, regimul său normal de funcţionare este apropiat de cel de mers în gol. Înfăşurarea primară este legată în derivaţie la circuitul de înaltă tensiune a cărui tensiune trebuie controlată, iar înfăşurarea secundară alimentează aparatele de măsurat şi de protecţie, legate de asemenea în derivaţie (fig. 3.1).

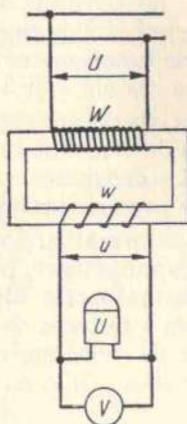


Fig. 3.1. Schema de principiu a unui transformator de tensiune monofazat.

Înfăşurările secundare ale transformatoarelor de tensiune inductive de fabricaţie românească au tensiunile nominale de 100, $100/\sqrt{3}$ sau 100/3 V, iar înfăşurările primare sînt construite pentru tensiunile standardizate din instalaţiile energetice, începînd de la 0,5 kV pînă la $110/\sqrt{3}$ kV inclusiv.

Transformatoarele de tensiune se caracterizează prin raportul de transformare mare al tensiunilor nominale ale celor două înfășurări, U_n pentru înfășurarea primară și u_n pentru înfășurarea secundară,

$$n_t = \frac{U_n}{u_n} = \frac{W}{w}. \qquad (3.1)$$

Din această cauză, numărul de spire W al înfășurării primare este foarte mare (de ordinul miilor), această înfășurare fiind confecționată din sîrmă foarte subțire, în timp ce înfășurarea secundară are un număr redus de spire w (de ordinul zecilor).

Curentul de magnetizare al transformatorului de tensiune depinde de tensiunea rețelei și de calitatea fierului, fiind independent de sarcina înfășurării secundare.

Erorile unui transformator de tensiune sînt de două feluri:

— eroarea de tensiune care se definește prin relația

$$\varepsilon_u = \frac{n_t u - U}{U} 100\%, \qquad (3.2)$$

în care: n_t este raportul de transformare nominal U_n/u_n;
U, u — tensiunile primară și secundară măsurate;

— eroarea de unghi care reprezintă unghiul de defazaj dintre vectorul tensiunii primare și vectorul tensiunii secundare, rotit cu 180°.

Din relația (3.2) se observă că eroarea este proporțională cu diferența $n_t u - U$. Micșorarea erorii se obține prin reducerea impedanțelor înfășurărilor și a curentului de magnetizare (procedee constructive) și prin funcționarea transformatorului cu o sarcină cît mai redusă.

Transformatoarele de tensiune sînt construite pentru următoarele clase de precizie: 0,1 ; 0,2 ; 0,5 ; 1 și 3, indicele clasei reprezentînd eroarea de tensiune în condițiile nominale de funcționare. Primele trei clase sînt destinate în special măsurărilor, în timp ce clasele 1 și 3 se folosesc și pentru protecție.

La înfășurările speciale de protecție, clasa de precizie se exprimă prin eroarea maximă admisibilă de tensiune în procente (în domeniul cuprins între 5% din tensiunea nominală și tensiunea maximă admisibilă de funcționare) urmată de litera P. Clasele de precizie standardizate sînt 3P și 6P.

În prospectele transformatoarelor și pe etichete este indicată, pentru fiecare clasă, puterea corespunzătoare, pentru care este garantat transformatorul. De exemplu, la transformatoarele TEMU-20 ; 25 ; 35, clasei 0,5 îi corespunde puterea de 90 VA, clasei 1 puterea de 180 VA, iar clasei 3, puterea de 300 VA.

Transformatoarele de tensiune inductive se construiesc monofazate sau trifazate.

Transformatoarele de tensiune inductive monofazate. Schema de principiu a unui transformator monofazat este reprezentată în fig. 3.1.

Acestea se construiesc în execuție monopolară sau bipolară, respectiv cu un pol sau cu ambii poli izolați. În privința naturii izolației, construcțiile uzuale folosesc ulei, porțelan sau rășină. Transformatoarele monopolare au ca tensiune primară nominală, tensiunea simplă, pe fază, care la transforma-

toarele românești au valorile cuprinse în gama $3/\sqrt{3}$—$110/\sqrt{3}$ kV. În secundar, au două înfășurări: una principală, avînd tensiunea nominală de $100/\sqrt{3}$ V și a doua, auxiliară, avînd tensiunea nominală de 100/3 V, la transformatoarele folosite în rețelele cu punctul neutru izolat sau legat la pămînt prin bobină de stingere și de 100 V la transformatoarele construite pentru rețelele cu punctul neutru legat direct la pămînt.

Tensiunile nominale ale înfășurărilor auxiliare au fost stabilite ținîndu-se seama că acestea sînt destinate măsurării componentei homopolare de tensiune, care apare într-o rețea trifazată în cazul unui defect monofazat. În acest scop, înfășurările auxiliare a trei transformatoare monofazate conectate la fiecare fază a rețelei se conectează în triunghi deschis, la bornele căruia, în cazul unei puneri monofazate la pămînt apare o tensiune egală cu 3 U_f, dacă rețeaua este compensată sau are punctul neutru izolat și o tensiune egală cu tensiunea pe fază U_f, dacă rețeaua are punctul neutru legat direct la pămînt. În ambele situații, tensiunea maximă de alimentare a releului legat la bornele triunghiului deschis este de 100 V.

În practică, transformatoarele monofazate de tensiune, pot fi utilizate în diferite scheme de conexiuni, care sînt prezentate în fig. 3.2. Tot aici este arătat și modul cum trebuie executată legătura de protecție la pămînt a înfășurărilor secundare.

Schema din fig. 3.2, *a*, cu un singur transformator, se aplică numai în rețelele cu punctul neutru izolat sau legat la pămînt printr-o impedanță (la noi în țară, pînă la 35 kV), cînd pentru măsură, protecție sau automatizare este necesară numai o singură tensiune între faze.

Schema din fig. 3.2, *b*, cunoscută și sub numele de *conexiune în V*, este utilizată în aceeași categorie de rețele ca și în cazul precedent, dacă pentru măsură sau protecție sînt necesare toate cele trei tensiuni între faze.

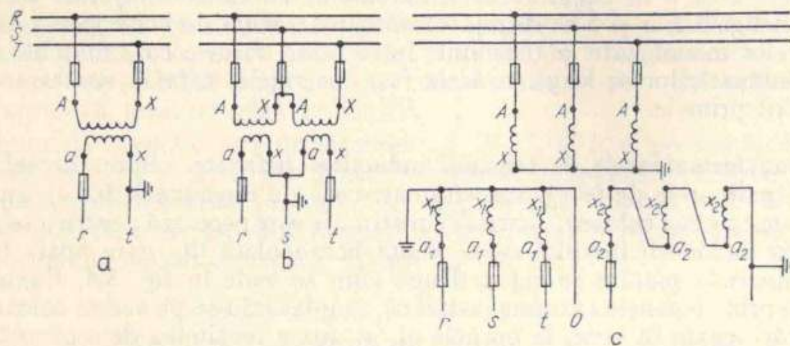


Fig. 3.2. Schemele de conexiune ale transformatoarelor de tensiune monofazate:

a — legarea unui transformator la tensiunea compusă; *b* — două transformatoare monofazate legate în „V"; *c* — trei transformatoare monofazate.

Transformatoarele din aceste două scheme sînt de construcție bipolară.

Schema din fig. 3.2, *c* folosește transformatoare monopolare cu două înfășurări secundare, fiind utilizată în orice categorie de rețele din punctul

de vedere al tratării punctului neutru. Înfășurările primare (cu tensiunea nominală $U/\sqrt{3}$) și înfășurările secundare principale (cu tensiunea nominală $100/\sqrt{3}$ V) se leagă în stea, iar înfășurările secundare auxiliare (cu tensiunea

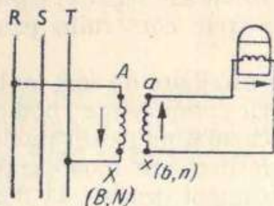


Fig. 3.3. Marcarea bornelor transformatorului de tensiune monofazat.

nominală 100/3 V sau 100 V), în triunghi deschis. Această schemă se aplică în cazurile cînd pentru măsură și protecție sînt necesare atît tensiunile pe fază sau între faze cît și tensiunea homopolară.

De menționat că, în regim normal cînd sistemul trifazat de tensiuni este simetric sau în cazul unor scurtcircuite fără pămînt, tensiunea la bornele triunghiului deschis datorită dezechilibrului ce există, este practic de 0,5—2 V.

Pentru corecta legare a transformatoarelor de tensiune și a aparatelor de protecție și de măsurat, sensibile la sensul vectorilor de tensiune (releele de putere, wattmetre, varmetre și contoare), bornele înfășurărilor sînt marcate de fabrică, astfel încît curentul care trece prin aparatul de măsurat sau prin releu, legat la înfășurarea secundară, să aibă același sens ca și în situația cînd aparatul respectiv ar fi legat direct pe partea primară la bornele de același nume (fig. 3.3). Bornele înfășurării primare sînt marcate cu literele mari *A* (pentru începutul înfășurării) și *B*, *N* sau *X* (pentru sfîrșitul înfășurării), iar bornele înfășurărilor secundare sînt marcate cu literele mici *a* și *b*, *n* sau *x*, completate cu cifrele *1* și *2* în cazul transformatoarelor cu două înfășurări secundare.

Din fig. 3.2, *a* și *b* se degajă următoarea regulă de conectare a transformatoarelor monofazate la tensiunile între faze; bornele care marchează începutul înfășurărilor se leagă la acele faze ale rețelei care în succesiunea normală sînt primele.

Transformatoarele de tensiuni inductive trifazate. Spre deosebire de transformatoarele de forță, transformatoarele de tensiune trifazate au miezul magnetic cu cinci coloane. Această construcție este necesară pentru a se da posibilitatea închiderii fluxului de secvență homopolară Φ_0, care apare în cazul unei puneri la pămînt în rețea. După cum se vede în fig. 3.4, fluxul Φ_0 se închide prin coloanele extreme, astfel că, amplasîndu-se pe aceste coloane două înfășurări legate în serie, la bornele a_1, x_1 apare tensiunea de secvență homopolară care caracterizează un defect cu punere la pămînt.

În construcțiile obișnuite însă (fig. 3.5), pentru obținerea tensiunii de secvență homopolară se utilizează, ca și la transformatoarele monofazate, o înfășurare în triunghi deschis, realizată prin legarea în serie a trei înfășurări suplimentare amplasate pe cele trei coloane din mijloc.

Transformatoarele de tensiune trifazate au deci trei înfășurări: una primară, legată în stea și două secundare din care una principală legată tot în

stea (corespunzătoare clasei de conexiuni $Y/y - 12$) şi a doua auxiliară, în triunghi deschis despre care s-a vorbit mai înainte.

Transformatoarele de tensiune trifazate se construiesc, pentru tensiuni primare pînă la 15 kV inclusiv, fiind deci utilizate în reţele cu punctul neutru izolat sau în reţele compensate.

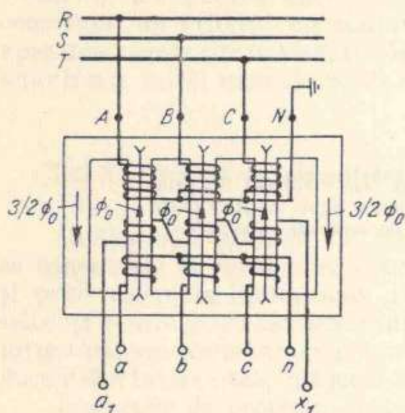


Fig. 3.4. Transformator trifazat de tensiune cu înfăşurările suplimentare amplasate pe coloanele extreme.

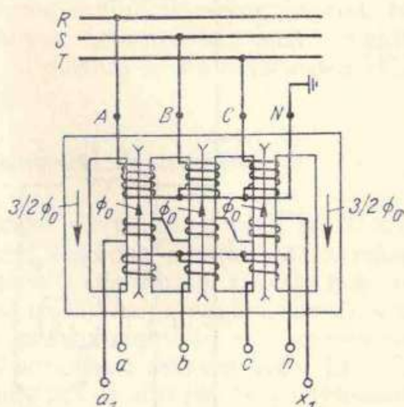


Fig. 3.5. Transformator trifazat de tensiune cu înfăşurările suplimentare al triunghiului deschis amplasate pe coloanele centrale.

Tensiunea primară nominală are valoarea $U/\sqrt{3}$ (U fiind tensiunea între faze a reţelei), iar tensiunile nominale sînt de $100/\sqrt{3}$ V pentru înfăşurarea principală şi 100/3 V pentru înfăşurarea auxiliară, în triunghi deschis. Această tensiune a fost stabilită după aceleaşi considerente ca şi la transformatoarele monofazate cu tensiuni pînă la 35 kV.

Marcarea bornelor este următoarea: A, B, C, a, b, c, pentru începuturile înfăşurărilor şi X, Y, Z, x, y, z pentru sfîrşiturile înfăşurărilor, folosind literele mari pentru înfăşurările primare, iar literele mici pentru cele secundare. Bornele punctelor neutre sînt marcate cu N respectiv n, iar bornele înfăşurării secundare auxiliare cu a_1, x_1 sau cu da, dn.

3.2.2. Transformatoare de tensiune capacitive

Pentru tensiuni superioare valorii de 110 kV, s-au impus în ultimii ani transformatoarele de tensiune capacitive. Acestea au faţă de transformatoarele inductive următoarele avantaje tehnico-economice principale:

— un acelaşi aparat poate servi atît pentru măsură şi protecţie, cît şi ca element de cuplaj la linia de înaltă tensiune a unei instalaţii de telecomunicaţii de înaltă frecvenţă;

— au o bună rezistență la unde de șoc datorită repartiției foarte uniforme a tensiunii în lungul divizorului de tensiune capacitive.

Un transformator de tensiune capacitiv se compune, după cum se vede din fig. 3.6, dintr-un divizor de tensiune capacitiv și un circuit inductiv de medie tensiune.

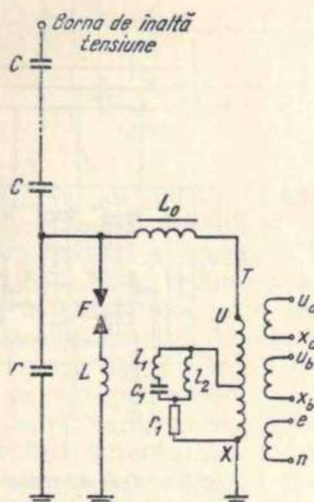


Fig. 3.6. Schema de principiu a unui transformator de tensiune capacitiv.

Divizorul capacitiv este format din 1—3 unități de condensatoare suprapuse, a căror număr este în funcție de tensiunea nominală a transformatorului. Între priza mediană a acestui divizor și pămînt este conectat circuitul inductiv, alcătuit dintr-un transformator inductiv de măsură T, un self de medie tensiune L_0 și un circuit de protecție antirezonant (l_1, l_2, c_1, r_1). Eclatorul F și inductanța L sînt elemente de protecție împotriva supratensiunilor.

După cum se vede, un transformator de tensiune capacitiv se construiește în execuție monopolară, tensiunile nominale primare fiind la transformatoarele construite în țară, de $110/\sqrt{3}$, $220/\sqrt{3}$ sau $400/\sqrt{3}$ kV. Înfășurările secundare ale transformatorului inductiv de medie tensiune sînt în număr de trei: două înfășurări principale, pentru măsură sau protecție, avînd tensiunea nominală $100/\sqrt{3}$ și o înfășurare auxiliară destinată protecțiilor pentru defectele monofazate, cu tensiunea nominală 100/3 sau 100 V. Bornele înfășurării primare sînt marcate cu literele mari U (pentru borna de înaltă tensiune și X (pentru borna legată la masă), bornele înfășurărilor secundare principale sînt marcate cu literele mici u și x însoțite de indicii a și b, iar bornele înfășurării secundare auxiliare cu literele mici e și n. Bornele polarizate sînt cele marcate cu literele U, u și e. Clasele de precizie ale transformatoarelor capacitive sînt aceleași ca și la transformatoarele inductive. Aceste erori sînt respectate cu condiția menținerii frecvenței de 50 Hz între anumite limite (de exemplu $\pm$ 1,5% pentru măsură și $\pm$ 3% pentru protecție) și a nedepășirii sarcinilor maxime admise, precizate de constructor. La transformatoarele capacitive construite în prezent, aceste sarcini se situează între valorile 60 și 200 VA.

Spre deosebire de transformatoarele inductive, transformatoarele capacitive sînt influenţate de regimurile tranzitorii apărute în cazul unor perturbaţii care au loc pe partea primară (scurtcircuite, puneri la pămînt, variaţii bruşte de tensiune) sau pe partea secundară (scurtcircuite sau variaţii bruşte de sarcină). În timpul acestor regimuri tranzitorii, apar în circuitul inductiv de măsură oscilaţii de fero-rezonanţă cu frecvenţe supraarmonice (de ordinul 3 sau 5). Menţinerea unei precizii minime de măsură în regim tranzitoriu constituie un criteriu de calitate a transformatorului capacitiv. Astfel, la aparatele construite în ţară, oscilaţiile care însoţesc fenomenele tranzitorii sînt amortizate astfel încît după 20 ms, eroarea de măsură să nu depăşească 5%.

3.2.3. Executarea circuitelor transformatoarelor de tensiune

Înfăşurările primare ale transformatoarelor de tensiune pînă la 20 kV se conectează la reţea prin siguranţe de înaltă tensiune şi dacă este necesar şi prin rezistenţe limitatoare. Pentru protecţia înfăşurărilor transformatoarelor de tensiune, în circuitele înfăşurărilor secundare se prevăd siguranţe sau întrerupătoare automate cu contacte auxiliare pentru semnalizare. Aşezarea siguranţelor în circuitele înfăşurărilor primare şi secundare este arătată în fig. 3.2.

Aparatele de protecţie şi de automatizare pot fi alimentate cu tensiune alternativă în mai multe moduri, în funcţie de schema circuitelor primare ale staţiei şi de necesităţile protecţiei sau automatizării respective. În fig. 3.7 sînt reprezentate trei dintre cele mai uzuale scheme de alimentare: de la transformatoarele de tensiune proprii ale elementului protejat (fig. 3.7, *a*),

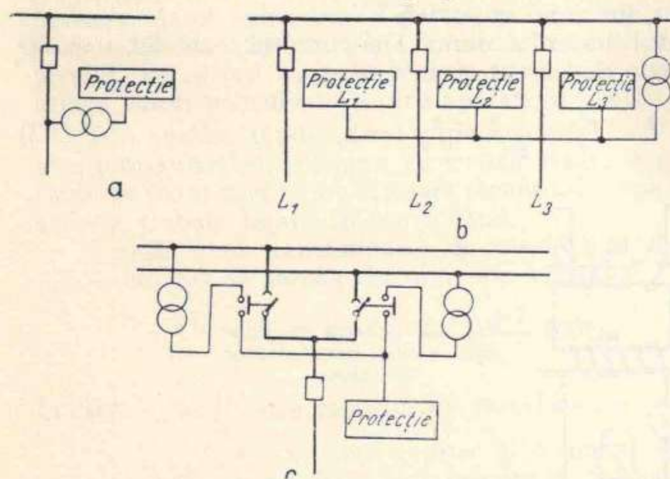


Fig. 3.7. Schemele de alimentare ale releelor de la transformatoarele de tensiune:
a — cu transformator propriu; *b* — cu transformator comun la un sistem simplu de bare; *c* — cu transformatoare comune la sistem dublu de bare.

de la transformatoarele de tensiune ale celulei de măsură a unui sistem simplu de bare (fig. 3.7, *b*) şi de la unul din grupele de transformatoare de tensiune, în funcţie de separatorul care este închis, la un sistem dublu de bare (fig. 3.7, *c*).

Arderea unei siguranțe, o întrerupere sau orice altă defecțiune care apare în circuitele secundare ale unui transformator de tensiune are ca efect, reducerea sau dispariția tensiunii care alimentează protecția elementului respectiv. Pentru a se evita posibilitatea unei acționări greșite a protecției sau a automatizării în astfel de cazuri, în circuitele secundare de tensiune se prevăd semnalizări speciale, prin care se controlează integritatea circuitelor respective și chiar blocaje speciale ale protecțiilor sau automatizărilor. Aceste semnalizări și blocaje vor fi indicate, în măsura în care apar, în cuprinsul capitolelor viitoare.

3.3. TRANSFORMATOARE DE CURENT

3.3.1. Funcțiunea, erorile și condițiile cerute de protecție

La transformatoarele de curent, spre deosebire de cele de tensiune, înfășurarea primară este legată în serie cu circuitul al cărui curent trebuie măsurat. Releele și aparatele de măsurat sînt de asemenea legate în serie în circuitul înfășurării secundare (fig. 3.8).

Înfășurările secundare ale transformatoarelor de curent au curentul nominal de 5,2 sau 1 A, iar înfășurările primare se construiesc pentru valorile standardizate de curenți, începînd de la 5 A pînă la cîteva mii de amperi. Tensiunile pentru care este izolată înfășurarea primară corespund seriei standardizate de tensiuni, începînd de la 0,5 kV.

Relația dintre curentul primar măsurat I și curentul secundar i se exprimă, la transformatoarele de curent, prin expresia

$$\bar{I} = \bar{I}_0 + \frac{w}{W}\bar{i} = \bar{I}_0 + n_c\bar{i}, \qquad (3.3)$$

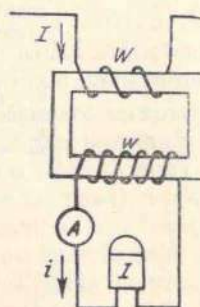


Fig. 3.8. Schema de principiu a unui transformator de curent.

în care: $\bar{I}_0$ este curentul de magnetizare;
W și w — numerele de spire ale înfășurărilor primară și secundară.

Dacă se neglijează curentul I_0, relația devine

$$I = n_c i,$$

deci raportul de transformare se poate scrie

$$n_c = \frac{I}{i} = \frac{w}{W}. \tag{3.4}$$

Rezultă că numărul de spire ale înfășurării secundare este mult mai mare decît ale înfășurării primare, între ele existînd același raport ca și între curenții primar și secundar. În realitate curentul I_0 nu poate fi neglijat, acest curent este proporțional cu căderea de tensiune de la bornele înfășurării secundare, care la rîndul ei depinde de numărul aparatelor conectate la secundar și de rezistența conductoarelor de legătură, adică de sarcina secundară.

În afară de regimul de funcționare normal, la un transformator de curent se deosebesc două regimuri de funcționare extreme: cu înfășurarea secundară legată în scurtcircuit și cu înfășurarea secundară în gol.

În primul caz, căderea de tensiune în transformator este datorită numai rezistenței și reactanței inductive a înfășurărilor primară și secundară, ceea ce are ca efect un curent de magnetizare minim. Acest regim de funcționare, datorită impedanței mari și a înfășurării secundare, nu constituie o stare de defect, ca la transformatoarele de tensiune, ci din contra, un regim foarte apropiat de o funcționare ideală. De fapt, funcționarea normală a unui transformator de curent este apropiată de regimul de scurtcircuit.

În al doilea caz, cînd înfășurarea secundară este deschisă și curentul $i = 0$, înseamnă că $I = I_0$ și deci întregul curent primar servește pentru magnetizare. Acest lucru are ca efect formarea unui flux exagerat în miezul de fier, încălzirea acestuia peste limita admisibilă și deteriorarea transformatorului. În același timp la bornele secundare apare o tensiune care poate atinge valori periculoase pentru aparate și pentru personalul de exploatare.

Din analiza acestor două regimuri rezultă că înfășurările secundare ale transformatoarelor de curent nu trebuie lăsate în gol, nici chiar pentru scurt timp; în cazul cînd la o înfășurare secundară nu se conectează nici un aparat, aceasta trebuie legată în scurtcircuit.

Erorile unui transformator de curent sînt de trei feluri:

— *eroarea de curent*, definită prin relația

$$\varepsilon_i = \frac{n_c i - I}{I} 100\%, \tag{3.5}$$

în care: $n_c = \frac{I_n}{i_n}$ este raportul de transformare nominal,

I, i — curenții primar și secundar efectivi;

— *eroarea de unghi* δ_i care reprezintă defazajul dintre curentul primar și curentul secundar, sensul acestora fiind astfel ales încît acest unghi să fie nul pentru un transformator ideal; eroarea de unghi se consideră pozitivă, dacă vectorul curentului secundar este defazat înainte;

— *eroarea compusă*, ε_c.

Noțiunea de eroare compusă a fost introdusă în ultimul timp pentru transformatoarele de curent destinate alimentării releelor. Aceasta se definește în regim permanent, ca valoarea eficace a diferenței între valorile instantanee ale curentului primar I_i și produsul dintre raportul de transformare nominal n_c și valorile instantanee ale curentului secundar i_i, sensurile pozitive ale curenților primari și secundari corespunzînd convențiilor admise pentru marcajul bornelor.

Eroarea compusă este exprimată în general în procente din valoarea eficace a curentului primar I_p, prin formula:

$$\varepsilon_c = \frac{100}{I_p}\sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T (n_c i_i - I_i)^2 \, dt} \tag{3.6}$$

în care cu T este notată valoarea perioadei curenților.

Transformatoarele de curent destinate măsurărilor au domeniul de măsură normal pînă la 1,2 ori curentul primar nominal, însă pot fi construite și pentru un domeniu de măsură lărgit, pînă la de două ori curentul primar nominal. Ele pot avea următoarele clase de precizie: 0,1; 0,2; 0,5; 1; 3 și 5. Indicativul clasei reprezintă chiar eroarea de curent admisă în condițiile nominale de funcționare (la sarcina nominală, pînă la limita superioară a domeniului lor de măsură). Dacă sarcina secundară depășește valoarea nominală, erorile de măsurare cresc, transformatorul respectiv corespunzînd unei alte clase de precizie, mai slabe.

În domeniul supracurenților, caracteristicile de funcționare ale unui transformator de curent se exprimă cel mai bine prin curba care reprezintă variația curentului secundar în funcție de raportul dintre curentul primar și curentul primar nominal, I/I_n (fig. 3.9). Această curbă, care are aceiași formă ca și caracteristica de magnetizare, se numește *caracteristică de supracurent* și este valabilă pentru o anumită valoare a sarcinii secundare. Un transformator de curent ideal pentru protecție ar trebui să aibă caracteristica *1*; în realitate caracteristica este curba *2*, pe care, peste o anumită valoare a raportului I/I_n, curentul secundar i se abate de la valoarea rezultată din raportul I/n_c. Această abatere reprezintă tocmai eroarea de curent, definită mai înainte, care crește brusc în zona de saturație a miezului transformatorului.

În locul caracteristicii de supracurent din fig. 3.9 pentru aprecierea capacității unui transformator de curent de a fi utilizat pentru o anumită protecție, se folosește un parametru specific, numit *coeficient de saturație* sau factor limită de precizie care se notează cu n. Acesta se definește ca raportul dintre valoarea maximă a curentului primar pentru care transformatorul trebuie să respecte limitele privind eroarea compusă (numit *curent limită nominal* de precizie sau curent nominal primar de saturație) și curentul nominal primar. Valorile normale ale factorilor limită de precizie sînt: 5, 10, 15, 20 și 30. Transformatoarele de curent care alimentează aparate de măsură se construiesc cu $n < 5$ sau $n < 10$ în timp ce, transformatoarele de curent destinate protecției trebuie să aibă în funcție de tipul protecției și tensiunea elementului protejat $n > 10 \ldots 30$.

Cu ajutorul noţiunilor de eroare compusă şi curent limită nominal de precizie se defineşte indicele de clasă, care caracterizează clasa de precizie a unui transformator de curent pentru protecţie. Indicele de clasă indică limita superioară a erorii compuse pentru curentul limită nominal de preci-

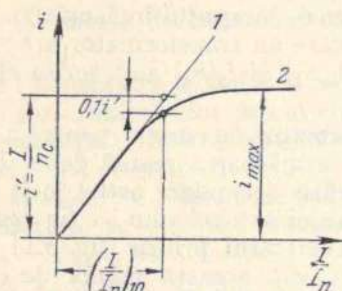


Fig. 3.9. Caracteristica de supra-curent a unui transformator de curent.

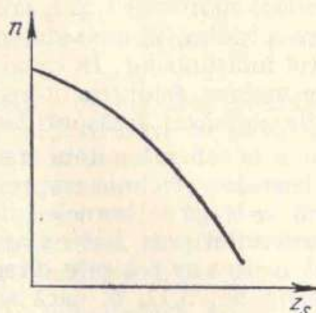


Fig. 3.10. Curba erorilor de 10% a unui transformator de curent.

zie şi sarcina nominală. În indicativul clasei de precizie intră, după numărul corespunzător indicelui de clasă, litera P. Clasele normale de precizie ale transformatoarelor de curent pentru protecţie sînt 5 P şi 10 P, avînd caracteristicile din tabelul 3.1.

În practica protecţiei prin relee, interesează capacitatea de încărcare a transformatoarelor de curent în funcţie de I/In, pentru ca eroarea compusă maximă să nu depăşească limita de 5% sau 10%. În acest scop, cataloagele transformatoarelor de curent trebuie să prezinte curbele de variaţie a coeficientului de saturaţie n, în funcţie de sarcina secundară z_s, pentru care $\varepsilon_c = 5\%$ sau $\varepsilon_c = 10\%$. Aceste curbe au forma din fig. 3.10.

3.3.2. Marcarea bornelor transformatoarelor de curent

Pentru legarea corectă a transformatoarelor de curent în circuitul primar, cum şi pentru legarea corectă la bornele secundare a aparatelor şi releelor la care are importanţă sensul puterii (wattmetre, contoare, relee direcţionale etc.), capetele înfăşurărilor transformatoarelor de curent, respectiv

Tabelul 3.1

Clasa de precizie	Eroarea de curent pentru curentul nominal %	Defazaj pentru curentul nominal		Eroarea compusă pentru curentul de precizie limită %
		min	crad	
5 P	±1	±60	±1,8	5
10 P	±3	—	—	10

bornele acestora sînt marcate după anumite reguli, stabilite prin normele fiecărei țări.

La transformatoarele de curent de fabricație românească, bornele înfășurării primare sînt marcate cu literele L_1 și L_2 sau P_1 și P_2, iar bornele înfășurării secundare cu literele l_1 și l_2 sau S_1 și S_2. Indicele *1* este folosit în ambele cazuri pentru a indica, în mod convențional, începutul înfășurărilor, iar indicele *2* sfîrșitul înfășurărilor. În cazul în care un transformator are mai multe înfășurări secundare, înaintea literelor $l_1(S_1)$ și $l_2(S_2)$ sînt scrise cifrele 1—4 în funcție de numărul înfășurărilor.

La legarea în schemă a unui transformator de curent, pentru a se păstra polaritatea bornelor, trebuie respectată următoarea regulă generală: aparatul sau releul se leagă la bornele înfășurării secundare astfel încît sensul de curgere a curentului prin bobina aparatului sau releului să fie același ca și în cazul cînd acestea ar fi legate direct la circuitul primar (fig. 3.11, *a*). După cum se vede în fig. 3.11, *b*, dacă se respectă această regulă de conectare, cînd curentul circulă prin înfășurarea primară de la borna $L_1(P_1)$ spre borna $L_2(P_2)$ în înfășurarea secundară el circulă de la borna $l_2(S_2)$ spre borna $l_1(S_1)$, adică în circuitul exterior, legat la înfășurarea secundară, curentul circulă de la borna $l_1(S_1)$ spre borna $l_2(S_2)$.

Pentru a exista o uniformitate în legarea transformatoarelor de curent, se obișnuiește ca începutul înfășurării primare, (borna L_1 sau P_1) să fie legat spre bare, iar sfîrșitul înfășurării (borna L_2 sau P_2) să fie legat spre linie, spre transformatorul de forță etc. În acest mod, sensul vectorului curentului primar se consideră în general de la borna $L_1(P_1)$ spre borna $L_2(P_2)$.

În schemele de principiu ale protecției, transformatoarele de curent se reprezintă ca în fig. 3.11, *b* (cu bornele începuturilor și sfîrșiturilor înfășurărilor în aceiași parte).

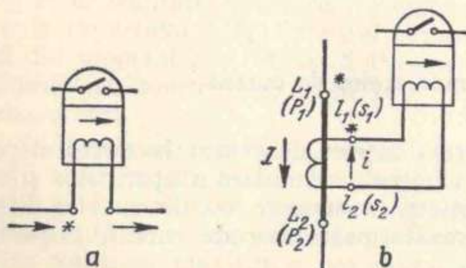


Fig. 3.11. Marcarea bornelor la transformatorul de curent:
a — legarea directă; *b* — legarea prin transformator de curent.

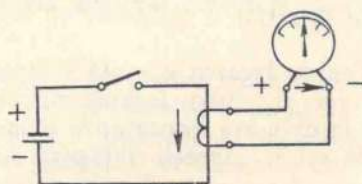


Fig. 3.12. Determinarea experimentală a polarității bornelor.

La transformatoarele de curent la care nu se cunosc începuturile și sfîrșiturile înfășurărilor, polaritățile bornelor pot fi determinate cu ajutorul unei baterii și a unui galvanometru, într-un montaj ca în fig. 3.12. Pentru un anumit mod de conectare a înfășurării primare, borna secundară cores-

punzătoare începutului înfășurării primare, este aceea care la închiderea circuitului primar face ca acul galvanometrului să devieze spre dreapta, adică sensul curentului în circuitul secundar exterior este de la + spre —, ca și în circuitul exterior al bateriei.

3.3.3. Schemele de conexiuni ale transformatoarelor de curent

Pentru conectarea releelor și aparatelor de măsurat înfășurările secundare ale transformatoarelor de curent se pot lega între ele în diferite moduri. Se vor descrie pe scurt cele mai răspîndite scheme.

Schema de conectare în stea a transformatoarelor de curent și a releelor (fig. 3.13, *a*) folosește transformatoare de curent pe toate fazele. Prin bobinele releelor înseriate pe cele trei conductoare de fază circulă curenții secundari pe fază $i_n = I_R/n_c$ etc., iar prin bobina releului înseriat pe conductorul de nul circulă triplul curentului de secvență homopolară $3\,\bar{i}_h = \frac{1}{n_c}(\bar{I}_R + \bar{I}_s + \bar{I}_T)$. În această schemă, releele legate pe fază sînt sensibile la toate categoriile de scurtcircuite, iar releul legat pe conductorul de nul numai la scurtcircuite monofazate, de aceea, schema este utilizată în rețelele cu punctul neutru legat direct la pămînt, unde pot apărea toate felurile de scurtcircuite.

Schema de conectare în stea incompletă a transformatoarelor de curent și a releelor (fig. 3.13, *b*) folosește transformatoare de curent numai pe două faze. Schema se poate realiza cu două relee, legate pe fazele cu transformatoare sau cu trei relee, legate pe fazele cu transformatoare și pe conductorul de întoarcere. Prin conductorul de întoarcere circulă curentul $\bar{i}_{0s} = -\frac{1}{n_c}(\bar{I}_R + \bar{I}_T)$, adică curentul fazei S, egal cu $\frac{\bar{I}_s}{n_c}$.

În această schemă, releele legate pe conductoarele de fază sînt sensibile la toate scurtcircuitele polifazate, cum și la scurtcircuitele monofazate pe fazele respective, iar releul legat pe conductorul de întoarcere este sensibil numai la scurtcircuitele bifazate între fazele R și S sau S și T. Schema se utilizează de regulă pentru protecția contra scurtcircuitelor între faze în rețelele cu neutrul izolat sau compensat.

Schema de conectare a transformatoarelor de curent în triunghi și a releelor în stea (fig. 3.13, *c*), prezintă următoarele caracteristici în funcționare:

— releele sînt parcurse de curenți și deci acționează la orice fel de scurtcircuite între faze;

— relația dintre curenții secundari pe fază și curenții prin relee depinde de felul scurtcircuitelor, de exemplu, în cazul unui scurtcircuit trifazat (ca și în regim normal), curenții prin relee sînt de $\sqrt{3}$ ori mai mari decît curenții pe fază și defazați față de aceștia cu 30°;

— curenții de secvență homopolară se închid în înfășurările legate în triunghi și deci nu trec prin relee, astfel că, la scurtcircuitele monofazate, prin relee circulă numai componentele de secvență directă și inversă ale curentului de scurtcircuit.

Schema din fig. 3.13, *c*, se folosește la protecțiile contra scurtcircuitelor polifazate.

Schema cu două transformatoare de curent și cu un releu alimentat cu diferența curenților (fig. 3.13, *d*), se folosește de asemenea pentru protecția

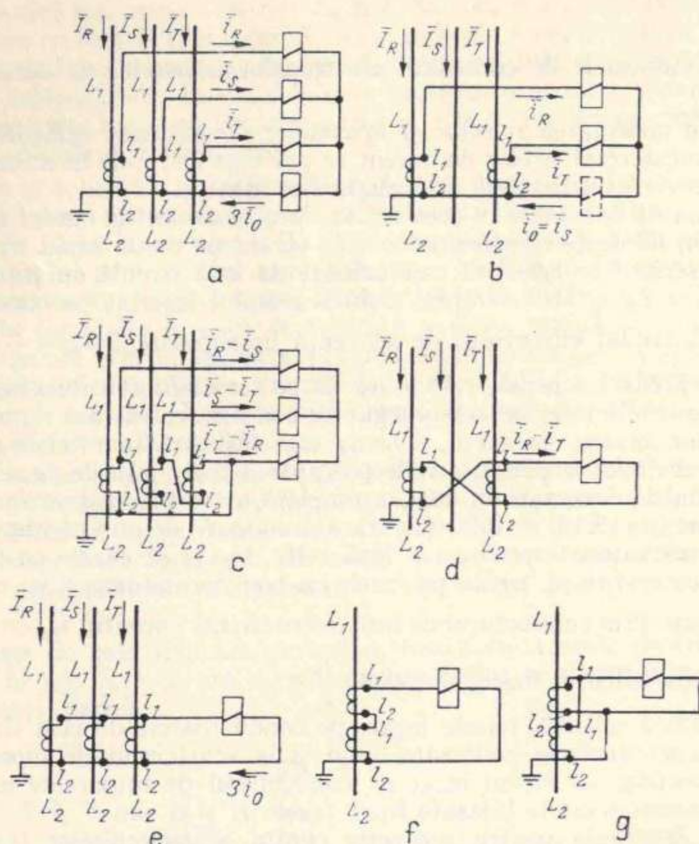


Fig. 3.13. Schemele de conexiune ale transformatoarelor de curent:
a — stea completă; *b* — stea incompletă; *c* — triunghi stea; *d* — diferențială; *e* — filtru de secvență homopolară; *f* — serie; *g* — paralel.

contra scurtcircuitelor polifazate. Curentul prin releu este $\bar{i}_r = \frac{1}{n_c}(\bar{I}_R - \bar{I}_T) = \bar{i}_R - \bar{i}_T$. În regim normal sau în cazul scurtcircuitelor trifazate, diferența geometrică $\bar{I}_R - \bar{I}_T$ este de $\sqrt{3}$ ori mai mare decît curentul pe fază. În cazul scurtcircuitelor bifazate, curentul prin releu depinde de fazele defectate, astfel:

— la scurtcircuit R—T,

$$i_r = \frac{2I_R}{n_c};$$

— la scurtcircuit R—S sau S—T,

$$i_r = i_R \text{ sau } i_r = i_T.$$

În cazul scurtcircuitelor monofazate, pe faza fără transformator de curent, prin releu nu circulă nici un curent. Această schemă este în mod special contraindicată pentru transformatoarele de forță cu conexiunea stea-triunghi.

Schema de conectare a transformatoarelor de curent ca filtru de secvență homopolară (fig. 3.13, *e*) se realizează cu transformatoarele de curent de pe cele trei faze legate în paralel în secundar și cu releul înseriat pe conductorul care unește bornele lor. În regim normal și în cazul scurtcircuitelor trifazate sau bifazate, suma curenților pe cele trei faze este nulă și de aceea prin releu nu circulă decît curentul de dezechilibru cauzat de neidentitatea caracteristicilor transformatoarelor de curent. În cazul scurtcircuitelor monofazate, apare numai prin faza avariată un curent de scurtcircuit care, prin transformatorul respectiv, se transmite releului.

Schema se utilizează la protecțiile contra scurtcircuitelor monofazate, în rețelele cu neutrul legat direct la pămînt și pentru semnalizarea punerilor la pămînt monofazate în rețelele cu neutrul izolat sau compensat.

Aceleași rezultate se obțin și cu schema reprezentată în fig. 3.13, *a*, care are releu pe conductorul neutru.

La legarea în serie a înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent (fig. 3.13, *f*), schemă folosită la transformatoarele de puteri mici, incluse în barele capsulate sau în izolatoarele transformatoarelor de forță, sarcina ce revine fiecărui transformator este 50% din sarcina secundară totală, deci se mărește sarcina secundară utilă.

Legarea în paralel a înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent (fig. 3.13, *g*) face ca sarcina ce revine fiecăruia să se dubleze (ceea ce constituie un dezavantaj), iar raportul de transformare să se micșoreze de două ori față de cazul montajului cu un singur transformator.

Conform normelor de tehnica securității, circuitele înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent se leagă întotdeauna la pămînt.

3.3.4. Tipurile constructive ale transformatoarelor de curent

Transformatoarele de curent se construiesc în variante multiple, în funcție de tensiunea de izolație, locul de instalare, destinația, materialul izolant folosit, numărul de înfășurări secundare și clasa de precizie.

Industria noastră electrotehnică fabrică transformatoare de curent pentru instalații cu tensiunea între 0,5 și 400 kV, pentru curenți nominali primari între 5 și 5000 A și curenți secundari de 1 și 5 A. Începînd de la tensiunea de 10 kV transformatoarele de curent se construiesc cu două înfășurări secundare, iar cele de 110—400 kV cu trei sau patru înfășurări. Clasele de precizie pentru care se construiesc înfășurările secundare sînt: 0,5; 1; 3 și D sau în locul acesteia 5 P sau 10 P. Înfășurările secundare ale unui transformator de curent se pot grupa, după necesități, în diferite combinații 0,5/3; 0,5/D; 1/3; 1/D; 0,5/1, 0,5/3/D etc.

O categorie aparte o formează transformatoarele de curent incluse în barele capsulate folosite pentru căile de curent de valori mari sau în izolatoarele transformatelor de forţă.

Pentru obţinerea curenţilor de secvenţă homopolară necesari protecţiilor contra punerilor la pămînt, s-au construit transformatoare speciale care realizează filtrele de secvenţă homopolară pe cale magnetică. Transformatoarele de curent homopolar se construesc în două variante: inelare şi dreptunghiulare.

Transformatorul inelar (fig. 3.14) este utilizat la cablurile trifazate. El constă dintr-un miez de fier inelar *C*, pe care este dispusă înfăşurarea secundară *S* şi prin interiorul căruia trece cablul protejat, care constituie înfăşurarea primară. Tensiunea electromotoare la bornele înfăşurării secundare este proporţională cu fluxul rezultat din suma fluxurilor magnetice produse de curentul fiecărei faze a cablului. În regim normal şi în cazul scurtcircuitelor bi — şi trifazate fără contact cu pămîntul, fluxul magnetic rezultant este nul, deci t.e.m. la bornele înfăşurării secundare este de asemenea nulă. În cazul unui scurtcircuit la pămînt sau chiar a unei puneri monofazate la pămînt, într-o reţea cu punctul neutru izolat, în miezul magnetic apare un flux care induce o tensiune electromagnetică secundară, deci prin releu circulă un curent de acţionare. Pentru a exista posibilitatea instalării transformatoarelor de curent homopolar şi la cabluri existente, acestea se execută şi cu miezul de fier împărţit în două jumătăţi, care după montare se asamblează. La noi în ţară se construiesc astfel de transformatoare, de tipul CIRH, pentru cabluri cu diametrul exterior de 80, 100 şi 150 mm.

Transformatorul dreptunghiular este utilizat ca filtru de curent de secvenţă homopolară pentru mai multe cabluri trifazate conectate în paralel sau pentru legăturile în bare (v. protecţia contra punerilor monofazate la pămînt în statorul generatoarelor). Principiul său de funcţionare este acelaşi ca şi la transformatorul inelar.

Transformatoarele de curent de secvenţă homopolară au o construcţie simplă şi sigură şi au curenţi de dezechilibru mult mai mici decît la transformatoarele de curent obişnuite, legate ca filtre (v. fig. 3.13, *e*). Ele au

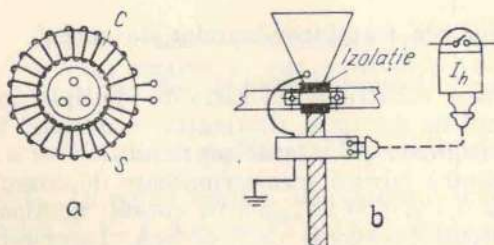


Fig. 3.14. Transformator de curent de secvenţă homopolară:
a — vedere în plan; *b* — montajul şi schema de legături.

miezul confecţionat din tole de aliaj special (permalloy) care, avînd permeabilitatea magnetică de cîteva ori mai mare decît a tolelor obişnuite, are o inducţie mult mai mare. În felul acesta se măreşte puterea la bornele de ieşire ale înfăşurării secundare, păstrîndu-se dimensiunile relativ reduse ale transformatorului.

Raportul de transformare al acestor transformatoare nu depinde de numărul de spire ale înfăşurărilor primară şi secundară. De aceea numărul spirelor secundare se alege corespunzător obţinerii unei sensibilităţi maxime.

3.3.5. Alegerea şi verificarea transformatoarelor de curent

La alegerea transformatoarelor pentru protecţie, în afară de verificarea parametrilor nominali şi a stabilităţii termice şi dinamice la scurtcircuit, trebuie efectuată o verificare suplimentară a erorilor. După cum s-a arătat în § 3.3.1 eroarea combinată nu trebuie să depăşească valorile de 5% sau 10%, în funcţie de clasa cerută pentru protecţia respectivă, în condiţiile trecerii prin transformator a curentului maxim de scurtcircuit. Erorile în condiţiile de lucru reale se verifică cu ajutorul curbelor de erori, în modul următor: se calculează sarcina z_{sec} a înfăşurării secundare şi din curba de erori se determină coeficientul de multiplicitate admis m_a al curentului primar maxim, faţă de curentul nominal. Acesta se compară cu raportul real dintre curentul primar de defect şi curentul nominal

$$m_r = \frac{I_d}{I_n}. \tag{3.7}$$

Dacă $m_r \leqslant m_a$, transformatorul ales corespunde din punct de vedere al erorilor; dacă $m_r > m_a$, transformatorul nu îndeplineşte aceste condiţii şi trebuie ales un alt transformator cu un curent primar nominal mai mare, sau trebuie redusă sarcina secundară z_{sec}, mărindu-se secţiunea conductoarelor de legătură.

Sarcina secundară z_{sec} este formată din impedanţele înfăşurărilor releelor şi aparatelor de măsurat, de rezistenţele conductoarelor şi de rezistenţele de trecere: valoarea ei depinde de asemenea, de conexiunea transformatoarelor de curent şi de felul scurtcircuitului.

În tabelul 3.2 sînt indicate formulele de calcul pentru cele mai răspîndite scheme de conexiuni ale transformatoarelor de curent. După cum se va vedea în capitolele următoare, primele patru conexiuni (stea, triunghi, stea incompletă şi schema în „opt") sînt utilizate în schemele de protecţie maximale împotriva scurtcircuitelor polifazate; împotriva defectelor monofazate se folosesc conexiunile stea completă sau schema filtru homopolar, iar ultimele două conexiuni se întîlnesc în schemele protecţiilor diferenţiale ale transformatoarelor. În ultima figură s-a reprezentat numai partea de schemă unde apar transformatoarele intermediare z_t, săgeţile din dreapta indicînd legăturile spre celelalte transformatoare de curent.

În formulele din tabel s-au notat cu r_c, r_c' şi r_r'' rezistenţa conductoarelor de legătură, cu r_t rezistenţa de trecere, iar cu z_r impedanţa înfăşurărilor releelor. În formulele referitoare la protecţiile diferenţiale, z_d reprezintă impedanţa înfăşurărilor de lucru, z_r' şi z_r'', impedanţele înfăşurărilor de frînare,

Tabelul 3.2

Schema de conexiuni a transformatoarelor de curent	Scurtcircuitul	Sarcina z_{sec} la bornele înfășurării secundare
	Trifazat, bifazat și bifazat după transformator Y/Δ	$r_c + z_r + r_t$
	Monofazat	$2\ r_c + z_r + z_{r0} + r_t$
	Trifazat, bifazat și bifazat după transformator Y/Δ	$3\ r_c + 3\ z_r + r_t$
	Monofazat	$2r_c + 2z_r + r_t$
	Trifazat	$\sqrt{3}\ r_c + z_r + r_t$
	Bifazat (RS sau ST) și monofazat	$2\ r_c + z_r + r_t$
	Bifazat după transformator Y/Δ	$3\ r_c + z_r + r_t$
	Trifazat	$\sqrt{3}\ (2\ r_c + z_r) + r_t$
	Bifazat RT	$4\ r_c + 2z_r + r_t$
	Monofazat și bifazat RS și ST	$2\ r_c + z_r + r_t$
	Trifazat și bifazat	0
	Monofazat	$2\ r_c + z_r + r_t$
	Trifazat, bifazat și bifazat după transformator Y/Δ	$z_{sec}\ Y = r'_c + z'_r$ $z_{sec}\ \Delta = 3r''_c + 3z''_r$
	Monofazat	$z_{sec}\ Y = 2r'_c + z'_r + z'_0$ $z_{sec}\ \Delta = 2r''_c + 2\ z''_r$
	Trifazat, bifazat și bifazat după transformator YΔ	$r_c + z_t + \frac{3}{k^2}(r'_c + z'_r)$
	Monofazat	$2\ r_c + z_t + \frac{2}{k^2}(r'_c + z_r)$

z_t impedanța transformatoarelor intermediare, iar k raportul de transformare al acestora. Dacă în serie cu releele de protecție, sînt conectate și aparate de măsurat, z_r, z_r' și z_r'' reprezintă impedanțele totale.

Formulele din tabel au rezultat, din însumarea algebrică a rezistențelor și impedanțelor care compun circuitele. De asemenea, tot pentru simplificarea calculelor, se neglijează de obicei și rezistența r_t. Dacă această rezistență este considerată în calcul, valoarea ei se presupune de 0,05 Ω.

Eroarea transformatoarelor de curent se determină pentru valoarea maximă a sarcinii z, corespunzătoare schemei date.

Raportul real dintre curentul primar de defect și curentul nominal, exprimat prin relația (3.5) se calculează în funcție de valoarea curentului de defect care interesează și care depinde de felul protecției. Astfel, pentru protecțiile cu tăiere de curent și pentru cele maximale cu temporizare independentă, curentul de defect se calculează cu formula

$$I_d = \frac{1{,}1\, i_p n_c}{k_{sch}} \tag{3.8}$$

în care: i_p este curentul de pornire al releului;
n_c — raportul de transformare al transformatorului de curent;
k_{sch} — coeficientul de schemă, egal cu 1 pentru conexiunea în stea (completă sau incompletă) și cu $\sqrt{3}$ pentru conexiunea triunghi sau în „opt" a transformatoarelor de curent;
1,1 — coeficient de corecție care ține seama de eroarea de 10%.

Pentru protecțiile maximale cu temporizare dependentă, curentul I_d se calculează tot cu formula (3.8), în care curentul i_p se înlocuiește cu curentul pentru care se reglează caracteristica protecției.

Pentru protecțiile direcționale, diferențiale și de distanță, curentul I_d se calculează cu formula

$$I_d = k\, I_{sc\,max}, \tag{3.9}$$

în care: $I_{sc\,max}$ este curentul maxim de scurtcircuit;
k — coeficientul de corecție prin care se ține seama de saturația transformatoarelor de curent în regim tranzitoriu (pentru o temporizare a protecției de circa 1 s, $k = 1$; pentru circa 0,3 s, $k = 1{,}5$; pentru circa 0,1 s, $k = 2$).

3.4. TRANSFORMATOARE INTERMEDIARE DE CURENT CU DESTINAȚIE SPECIALĂ

La unele sisteme de protecție, datorită principiului lor de funcționare (de exemplu, protecțiile diferențiale) sau pentru satisfacerea unor condiții de sensibilitate, de separare etc., înfășurările de curent ale releelor de măsură trebuiesc alimentate cu curenți avînd caracteristici diferite de cele obținute de la transformatoarele de curent. În astfel de cazuri, releele protecției se

alimentează de la transformatoarele de curent prin intermediul unor transformatoare speciale care îndeplinesc următoarele roluri:

— schimbarea amplitudinii sau (și) a unghiului de fază ale curenților secundari;

— obținerea unui curent monofazat din combinarea mai multor curenți primari de amplitudini și faze diferite;

— amortizarea componentei aperiodice a curentului secundar de scurtcircuit.

Transformatoarele intermediare pentru schimbarea amplitudinei sau a unghiului de fază ale curenților primari se folosesc cel mai frecvent la protecțiile diferențiale fiind denumite și transformatoare de egalizare. Se construiesc în execuție monofazată cu raport fix sau variabil, obținut fie cu ajutorul prizelor dispuse la înfășurarea lor secundară, fie cu ajutorul mai multor înfășurări secundare cu număr diferit de spire. Prin alegerea corespunzătoare a clasei de conexiuni a înfășurărilor a trei transformatoare monofazate, unghiul de fază al curenților secundari ai transformatoarelor de curent principale poate fi modificat cu un multiplu de 30°.

Transformatoarele pentru obținerea unui curent monofazat din combinarea mai multor curenți au două sau mai multe înfășurări primare, alimentate cu curenți secundari de la transformatoarele de curent principale și o înfășurare secundară care se leagă la releele protecției. În funcție de numărul de spire și de sensul de bobinare al înfășurărilor primare se obține curentul secundar dorit, proporțional cu suma vectorială a curenților primari, reduși prin rapoartele de transformare respective. În aceeași categorie intră și transformatoarele pentru obținerea unui curent monofazat dintr-un sistem trifazat de curenți, denumite transformatoare sumatoare sau de amestec. Acestea au fost introduse în scopul reducerii numărului de legături necesare unei scheme de comparație a curenților secundari, furnizați de două sau mai multe grupe de transformatoare de curent. Această reducere este avantajoasă la protecțiile diferențiale ale liniilor electrice sau la protecțiile diferențiale ale barelor colectoare. În fig. 3.15, *a* este arătată

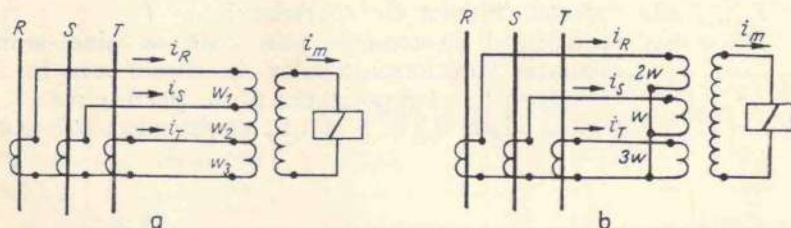


Fig. 3.15. Scheme de conexiuni ale transformatoarelor intermediare de amestec:

a — cu înfășurarea primară cu trei secțiuni; *b* — cu trei înfășurări primare.

schema de conexiuni a unui transformator de amestec a cărui înfășurare primară conține trei secțiuni cu număr egal de spire $w_1 = w_2 = w_3$. Considerînd că înfășurarea secundară are un același număr de spire, rezultă pentru curentul secundar relația

$$\bar{i}_m = 3\,\bar{i}_R + 2\,\bar{i}_S + \bar{i}_T. \tag{3.10}$$

Pornind de la această relație, prin construcția diagramei vectoriale a curenților corespunzătoare scurtcircuitului ales, se poate determina ușor curentul $\bar{i}_m$ în mărime și în direcție. De exemplu, pentru un scurtcircuit trifazat, ca și pentru un regim normal de funcționare, $\bar{i}_m = j \sqrt{3}\, \bar{i}_R$ sau $i_m = \sqrt{3}\, i_R$, iar pentru un scurtcircuit bifazat $R - T$, $i_m = |i_R - i_T| = 2\, i_R$.

O altă soluție (fig. 3.15, *b*), care oferă mai multe posibilități de utilizare este aceea a unui transformator cu trei înfășurări primare, cu număr diferit de spire, de exemplu, proporționale cu numele 2, 1, 3. Prin legarea corespunzătoare a înfășurărilor primare la transformatoarele de curent principale, instalate pe două sau pe trei faze ale circuitului protejat, se pot obține sensibilități mai bune pentru scurtcircuitele considerate mai frecvente.

Transformatoarele intermediare din această categorie se folosesc la protecțiile diferențiale (mai ales pentru bare sau linii electrice) și la protecțiile de distanță.

Amortizarea componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit se obține cu transformatoare speciale, avînd ciclul hysterezis ca în fig. 3.16, numite și *transformatoare cu saturație rapidă* sau prescurtat TSR.

Pentru a înțelege rolul transformatoarelor cu saturație rapidă într-o schemă de protecție, se analizează funcționarea lor în două cazuri distincte, și anume cînd prin înfășurarea lor primară trece un curent aperiodic amortizat i_1' și un curent sinusoidal i_1''.

În cazul trecerii curentului i_1' (vezi partea de jos a diagramei din fig. 3.16, *a*) variației acestui curent în intervalul de timp Δt îi corespunde, pe ciclul hysteresis, o foarte mică variație a fluxului $\Delta\Phi'$, ceea ce are ca rezultat o t.e.m indusă în înfășurarea secundară $e_2 = - w_2 \frac{d\Phi}{dT}$, și un curent i_2 corespunzător, de valori foarte mici.

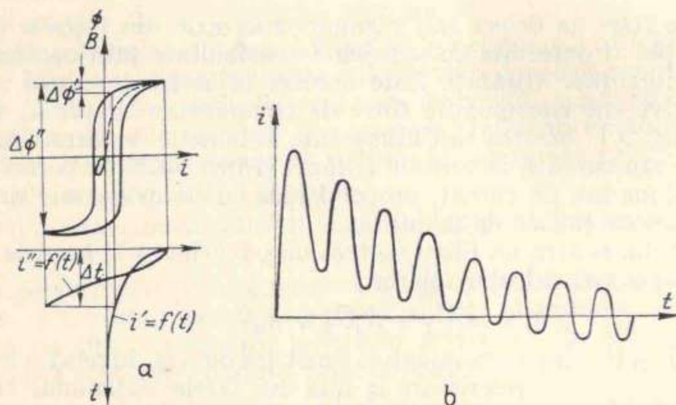


Fig. 3.16. Funcționarea transformatoarelor cu saturație rapidă (TSR): *a* — caracteristica de funcționare; *b* — curba de variație a curentului de scurtcircuit.

Din contră, în cazul unui curent primar sinusoidal i_1'', variației mari a acestui curent, în același interval de timp Δt, îi corespunde o variație mare a fluxului $\Delta\Phi''$, deci t.e.m. e_2 și curentul i_2 vor fi considerabil mai mari.

În cazul scurtcircuitelor, după cum se știe, valoarea curentului este mai mare în primele perioade, din cauza componentei sale aperiodice.

Acest curent trece prin înfășurarea primară a TSR și determină, în secundarul acestuia, un curent foarte mic, inferior curentului de acționare a releelor. După stingerea componentei aperiodice, care durează cîteva perioade, prin înfășurarea primară a TSR trece numai componenta periodică,

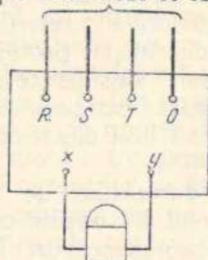


Fig. 3.17. Schema generală a unui filtru.

sinusoidală, a curentului de scurtcircuit secundar care este transformată de către TSR în mod normal. Transformatoarele cu saturație rapidă se folosesc în special la realizarea protecțiilor diferențiale.

3.5. FILTRE PENTRU COMPONENTELE SIMETRICE ALE TENSIUNILOR ȘI CURENȚILOR

Anumite stări de defect sau regimuri anormale din rețelele și mașinile electrice nu pot fi detectate cu suficientă sensibilitate prin controlul tensiunilor sau a curenților trifazați. Este necesar în astfel de cazuri să se utilizeze dispozitive speciale, numite filtre de componente simetrice. După cum se vede din fig. 3.17 acestea sînt alimentate la bornele de intrare R, S, T, O cu tensiunile sau curenții circuitului trifazat și furnizează la bornele de ieșire x și y o tensiune sau un curent, proporționale cu componentele simetrice ale tensiunilor sau curenților de la intrare.

De exemplu, pentru un filtru de tensiune, tensiunea la bornele secundare rezultă, în cazul general, din relația

$$\bar{u}_f = \bar{k}_1\bar{U}_1 + \bar{k}_2\bar{U}_2 + \bar{k}_0\bar{U}_0, \qquad (3.11)$$

în care: $\bar{U}_1$, $\bar{U}_2$ și $\bar{U}_0$ sînt componentele simetrice directă, inversă și homopolară referitoare la una din fazele sistemului trifazat;

$\bar{k}_1$, $\bar{k}_2$, $\bar{k}_0$ — coeficienții de proporționalitate, care în cazul general sînt mărimi vectoriale.

Tensiunea sau curentul secundar ale unui filtru pot fi exprimate și în funcție de tensiunile sau curenții fazelor rețelei printr-o relație (pentru tensiune) de forma

$$\bar{u}_f = \bar{k}_R \cdot \bar{U}_R + \bar{k}_s \cdot \bar{U}_s + \bar{k}_r \cdot \bar{U}_r. \qquad (3.12)$$

Din punct de vedere al folosirii lor în schemele de protecție, filtrele se împart în filtre simple și filtre combinate. Filtrele simple dau la bornele secundare o tensiune sau un curent, proporționale cu o singură componentă simetrică. Ecuațiile lor rezultă din relația (3.11) în care:

$\bar{k}_2 = \bar{k}_0 = 0$, la filtre pentru componente de succesiune directă;

$\bar{k}_1 = \bar{k}_0 = 0$, la filtrele pentru componente de succesiune inversă;

$\bar{k}_1 = \bar{k}_2 = 0$, la filtre pentru componente de succesiune homopolară.

Filtrele combinate furnizează la bornele de ieșire o mărime proporțională cu cel puțin două componente simetrice.

Pentru realizarea filtrelor simple de tensiune și de curent de secvență directă și inversă pot fi folosite, în principiu, atît tensiunile și curenții pe fază ai sistemului cît și tensiunile între faze și diferențele curenților pe fază. În mod practic, pentru schemele filtrelor de tensiune se folosesc, în general tensiunile între faze, iar pentru filtrele de curent, curenții pe fază. Componentele homopolare se pot obține cel mai simplu, după cum s-a arătat în paragrafele anterioare, direct de la transformatoarele de măsură, legînd convenabil înfășurările secundare ale acestora.

În funcționarea filtrelor intervin următoarele elemente de care se ține seama și la alegerea lor:

— sensibilitatea maximă, determinată de valoarea minimă a curenților sau a tensiunilor de o anumită secvență, aplicate la bornele primare ale filtrului, la care schema filtru — releu acționează;

— consumul minim, în VA, care determină sarcina transformatoarelor de măsură și în W, care determină cantitatea de căldură degajată;

— valoarea minimă a tensiunii sau a curentului de dezechilibru.

Calitatea unui filtru nu este determinată de primele două elemente luate separat, ci rezultă din combinarea acestora.

Apariția mărimilor de dezechilibru în funcționarea filtrelor este provocată în principal de diferența dintre valorile impedanțelor elementelor constitutive ale filtrului în condițiile reale de frecvență, tensiune sau curent și temperatură și valorile teoretice ale acestora. Influența factorilor enumerați (cu excepția frecvenței) poate fi redusă la minimum printr-o construcție și reglare cît mai îngrijită a filtrului.

Pentru caracterizarea calității unui filtru se pot folosi următorii indicatori principali:

a. Raportul dintre puterea maximă $S_{p \cdot max}$ cedată de filtru pentru o valoare oarecare a tensiunii sau a curentului aplicat și puterea totală S_c (în VA) consumată de filtru, respectiv pierderile active P_c (în W) din filtru. Cele două rapoarte sînt reprezentate prin indicatorii:

$$\alpha = \frac{S_{p.\,max}}{S_c} \text{ și } \beta = \frac{S_{p.\,max}}{P_c}.$$

b. Raportul dintre tensiunea sau curentul de dezechilibru, provocate de abaterea frecvenței de la valoarea nominală f_n, corespunzătoare unei tensiuni oarecare U_1 (respectiv I_1) și produsul tensiunii U_1 (sau al curentului

I_1) cu abaterea relativă a frecvenţei $\Delta f/f_n$. Pentru cele două categorii de filtre, de tensiune şi de curent, indicatorii definiţi ca mai sus sînt:

$$\gamma_u = \frac{U_{dez}}{U_1 \Delta f/f_n} = \frac{U_{dez} f_n}{U_1 \cdot \Delta f} \text{ şi } \gamma_i = \frac{I_{dez} f_n}{I_1 \cdot \Delta f}.$$

Cînd alte condiţii sînt identice, un filtru este cu atît mai bun cu cît indicatorii α şi β sînt mai mari, iar γ este mai mic.

Filtre de tensiune de secvenţă inversă. Pentru a obţine scheme cît mai simple, filtrele de tensiune inversă sînt alimentate cu tensiunile între faze, care nu conţin componente de secvenţă homopolară. În acest mod, operaţia pe care trebuie să o execute filtrul este eliminarea, din tensiunile totale aplicate la bornele primare, numai a componentelor de secvenţă directă. Schema de principiu a unui filtru de tensiune de secvenţă inversă foarte des întîlnit în practică este arătată în fig. 3.18, *a*. Acesta este un filtru cu două braţe, fiecare din ele conţinînd o capacitate şi o rezistenţă. În fig. 3.18, *b* este reprezentată diagrama de potenţial a filtrului, în cazul în care la bornele lui primare sînt aplicate tensiunile între faze, de secvenţă directă. Tensiunea aplicată fiecărei ramuri, împreună cu căderile de tensiune în rezistenţe şi în reactanţele capacitive formează triunghiuri dreptunghice cu vîrful drept în *x*, respectiv în *y*. Pentru ca $u_{xy} = 0$, care este condiţia ca filtrul să fie un filtru de secvenţă inversă (ceea ce geometric înseamnă coincidenţa punctelor *x* şi *y*) este necesar un anumit raport între valorile rezistenţelor şi reactanţelor capacitive. Pentru cazul prezentat, rezultă imediat:

$$\frac{X_R}{R_R} = \frac{1}{\sqrt{3}}; \quad \frac{X_T}{R_T} = \sqrt{3}.$$

Rezistenţele R_R şi R_T sînt executate în practică cu posibilitate de reglare fină pentru a se permite ajustarea raportului dintre componentele impedanţei (de exemplu, din cauza abaterilor la condensatoarele cu capacităţi standard) şi reglarea filtrului pentru minimul tensiunii de dezechilibru.

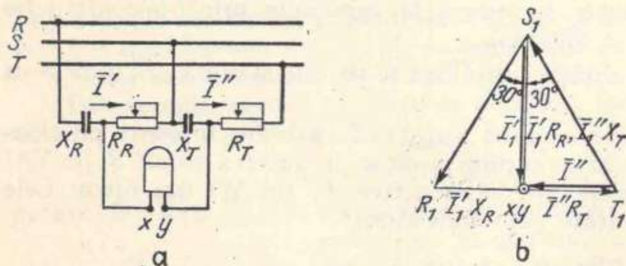


Fig. 3.18. Filtru de tensiune de secvenţă inversă:
a — schema de principiu;
b — diagrama de potenţial.

Filtre de curent de secvenţă inversă. Ca şi la filtrele de tensiune, filtrele de curent de secvenţă inversă se execută cu două braţe independente, în care repartiţia curenţilor, în cazul cînd bornele secundare sînt scurtcircuitele, depinde numai de curentul adus la braţul respectiv şi de raportul din-

tre componentele impedanței brațului. Schema de principiu a unui filtru de curent cu două brațe, formate din rezistențe și capacități, cu sarcina conectată este reprezentată în fig. 3.19, *a*. După cum se vede, această schemă este asemănătoare cu a filtrului de tensiune inversă. În mod analog ca în cazul anterior se construiește și diagrama vectorială a curenților (fig. 3.19, *b*),

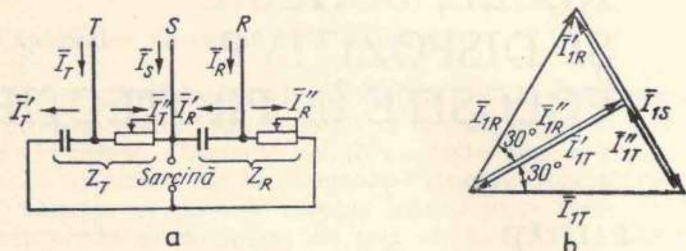


Fig. 3.19. Filtru de curent de secvență inversă:
a — schema de principiu; *b* — diagrama vectorială a curenților.

atunci cînd la bornele filtrului se aplică curenți de secvență directă, cu sensurile pozitive convenționale, identice. Din condiția $i_{xy} = 0$ rezultă în diagrama vectorială coincidența punctelor x și y și rapoartele necesare dintre valorile reactanțelor capacitive și a rezistențelor din brațele filtrului:

$$\frac{X_R}{R_R} = \sqrt{3}; \quad \frac{X_T}{R_T} = \frac{1}{\sqrt{3}}.$$

Ca și în cazul filtrului de tensiune, ajustarea filtrului de curent se poate face prin prevederea unor rezistențe variabile cu reglaj fin.

4

RELEE, SCHEME ȘI DISPOZITIVE FOLOSITE ÎN PROTECȚIE

4.1. GENERALITĂȚI

Diferitele tipuri de relee folosite în practică se deosebesc între ele atît prin construcția și principiul lor de funcționare, cît și prin rolul pe care-l îndeplinesc în instalații. Această mare varietate de tipuri, care ține seama de diversitatea defectelor, a tipurilor de rețele și a importanței fiecărui element protejat, va fi tratată în fond în cuprinsul întregii lucrări. Prezentul capitol va trata cele mai importante principii constructive ale releelor, elementelor și dispozitivelor caracteristice folosite în schemele de protecție prin relee și automatizări de sistem.

În afară de particularitățile care caracterizează diferitele tipuri de relee, aceștia pot fi împărțiți după multe criterii și anume: după principiul de funcționare, după modul de acționare, după felul utilizării în schemă, după mărimea pe care o măsoară sau o controlează, după locul unde este montat el. În principal vom descrie releele într-un mod combinat, respectînd o ordine de importanță după principii constructive și mod de utilizare în instalații. Trebuie arătat că un releu poate avea același principiu constructiv, poate fi chiar același și poate folosi într-o schemă în mai multe scopuri; de exemplu, un releu electromagnetic poate fi releu intermediar, releu maximal de curent sau tensiune, releu de semnalizare etc.

Prin *relee, scheme* sau *dispozitive folosite în protecție* se înțeleg acele elemente care atunci cînd mărimea sau mărimile de intrare variază în anumite limite, mărimea de ieșire își modifică starea inițială. În cele ce urmează vom denumi *relee electromagnetice* sau *cu contacte* categoria celor care, ca urmare a apariției sau variației unui parametru electric sesizat de o înfășurare electrică își deplasează un element mobil care închide, deschide sau comută contacte electrice. În categoria releelor electronice se cuprind schemele sau dispozitivele care transmit variațiile mărimilor de intrare la bornele de ieșire prin mijloace electronice, fără contacte. Mai există multe categorii de relee sau dispozitive cum ar fi cele statice care transmit modificările în afara limitelor impuse, a mărimilor de intrare la bornele de ieșire prin mijloace magnetice sau electrice tot fără contacte (exemplu amplificatoare magnetice elementele Hall etc.), sau categoria releelor termice, de gaze ș.a.m.d. Se înțelege că pot fi și relee combinate din acest punct de vedere.

Releele mai complexe sînt compuse din elemente simple care aparţin uneia din categoriile expuse mai sus.

Indiferent de categoria sau principiul folosit în realizarea diferitelor tipuri de relee, există o serie de proprietăţi comune tuturor acestora, determinate de cerinţele care se impun protecţiei sistemelor energetice, dintre care vom analiza pe cele mai importante.

4.1.1. Capacitatea de comutare a contactelor

După rolul pe care îl au în schema de protecţie la acţionarea contactelor lor, releele întrerup, închid sau comută un circuit, adică efectuează operaţii denumite *de comutare*. Deoarece aceste contacte sînt introduse de regulă în circuitele de acţionare ale întreruptoarelor, care solicită puteri mari de funcţionare, consum propriu de energie relativ mare, este de dorit ca ele să aibă o capacitate de comutare cît mai mare.

Caracterizarea cantitativă printr-un indice sau printr-o valoare a capacităţii de comutare a contactelor unui releu, deci compararea diferitelor tipuri de relee după acest criteriu, este foarte dificilă. O măsură a acestei capacităţi de comutare a contactelor este sarcina electrică pe care acestea o pot „comuta" de un număr foarte mare de ori, fără a suferi o dereglare sau o uzură anormală; aceasta se numeşte *putere comutabilă* sau *putere de rupere* a contactelor.

Capacitatea de comutare a contactelor unui releu este influenţată de factori interni, care depind de construcţia releului şi de factori externi, care depind de natura circuitului în care se efectuează comutarea. Această influenţă este evident diferită, după cum contactele trebuie să închidă sau să deschidă circuitul respectiv.

Printre factorii interni cei mai importanţi sînt: presiunea contactelor, cursa şi viteza contactului mobil, materialul şi forma contactelor şi altele.

Factorii externi (natura tensiunii şi a circuitului în care se efectuează comutarea) au o influenţă hotărîtoare. Deschiderea unui circuit alimentat în curent continuu este mai dificilă decît a unui circuit alimentat în curent alternativ în care trecerea periodică a curentului prin valoarea de zero favorizează strîngerea arcului format de deschiderea contactelor. Circuitele inductive prezintă dificultăţi la întrerupere, deoarece energia înmagazinată în cîmpul magnetic se consumă în perioada deschiderii, în arcul electric care se formează între contacte şi a cărui intensitate depinde de valoarea acestei energii; arcul poate provoca deteriorarea contactelor, prin formarea unor perle din materialul topit, sau chiar arderea lor. Dimpotrivă, închiderea unor asemenea circuite se efectuează mult mai uşor, deoarece nu intervine nici energia înmagazinată nici arcul electric. În acest caz limita capacităţii de comutare este determinată de curentul permanent pe care-l poate suporta contactele, fără să se producă (datorită căldurii dezvoltate în rezistenţa de contact) înrăutăţirea calităţii sau chiar sudarea lor. Circuitele capacitive şi în mod analog cele cu lămpi cu incandescenţă (care modifică sensibil rezistenţa la creşterea însumată a temperaturii) prezintă dimpotrivă dificultăţi la închiderea contactelor, cînd absorb un curent mult mai mare decît în regim perma-

nent. Dintre factorii externi mai pot fi amintiţi şi cei cum ar fi mediul în care se face comutarea, gaz sau lichid precum şi alte caracteristici ale acestuia.

Din cele expuse rezultă atenţia care trebuie acordată, la alegerea contactelor unui releu, a condiţiilor specifice în care acesta este pus să funcţioneze. Trebuie observat că foarte multe acţionări incorecte ale instalaţiei de protecţie se datoresc contactelor imperfecte (uzate sau sudate în timpul funcţionării), de obicei ca urmare tocmai a necorespondenţei dintre capacitatea lor de comutare şi puterea consumată în circuitele la care sînt racordate.

Din aceste motive, după cum se va vedea în cuprinsul lucrării, în majoritatea schemelor de protecţie se prevăd relee intermediare sau diferite mijloace, care au rolul de a mări capacitatea de comutare a releelor principale. În cazul releelor intermediare contactele lor sînt legate în circuitul de putere mai mare, contactul releului principal servind doar la acţionarea releului intermediar. Uneori prin combinarea unor elemente contradictorii ca efect (o capacitate în paralel pe contacte atunci cînd funcţionează într-un circuit inductiv etc.), pot îmbunătăţi sensibil puterea de comutare a contactelor nefiind necesare alte măsuri. Aceste măsuri de mărire a puterii de comutare sînt necesare pentru că, după cum vom vedea mai departe, o capacitate mare de comutare poate fi realizată diminuîndu-se alte proprietăţi de asemenea importante.

4.1.2. **Consumul propriu al releului**

Puterea absorbită de un releu variază în funcţie de curentul care străbate releul, iar în timpul acţionării ea variază cu poziţia armăturii mobile, care determină variaţia impedanţei releului (de exemplu prin modificarea întrefierului la cele electromecanice). Pentru releele de curent s-a convenit a se defini drept *consum al releelor* puterea absorbită de acestea cînd sînt parcurse de curentul nominal al transformatoarelor de curent care le alimentează.

Este evident că un releu este cu atît mai bun cu cît acest consum este mai mic, deoarece acesta duce la funcţionarea transformatoarelor de curent, în exemplul de mai sus, cu erori mai mici. Consumul mic influenţează însăşi funcţionarea releului, căldura dezvoltată fiind mai mică. În sfîrşit, trebuie menţionat că şi pentru releele intermediare, consumul mic constituie o calitate, el uşurînd în mod corespunzător comutările efectuate de contactele releelor principale, cum şi dimensionarea redusă a surselor de alimentare (baterii, redresoare etc.).

4.1.3. **Precizia releelor**

Aceasta reprezintă o caracteristică foarte importantă deoarece de ea depinde în mare măsură acţionarea selectivă a protecţiei într-un sistem energetic. *Precizia* unui releu reprezintă diferenţa dintre valoarea parametrului electric la care se produce acţionarea acestuia şi valoarea acestui parametru pentru care este reglat releul să acţioneze. Precizia se exprimă de regulă în procente din valoarea reglată. Dat fiind că releele sînt în general aparate mai robuste decît cele de măsurat (au cupluri mai mari), lagărele

lor sînt mai mari decît ale acestora și deci frecările sînt mai mari. De asemenea, releele sînt puse în situația de a acționa (deci de a-și deplasa piesele mobile) după o îndelungată perioadă de repaus, timp în care se produce fenomenul de adeziune a pieselor în contact. Toate acestea fac ca precizia releelor, să fie mai mică decît cea a aparatelor de măsurat. Datorită acționărilor rare și a perioadelor lungi de repaus, precizia releelor variază adesea în timp. Din această cauză se recomandă să nu se ungă decît piesele care sînt în mișcare permanentă (de exemplu, discul de la releele de inducție), deoarece praful care se depune în timp duce la scăderea considerabilă a preciziei și uneori chiar la nefuncționarea releelor. Tot din aceste considerente este necesară verificarea periodică a releelor în special a celor electromecanice.

În afara acestei particularități, dintre condițiile externe care influențează precizia releelor pot fi menționate variațiile de temperatură (releele sînt cu atît mai bune cu cît sînt mai insensibile la aceste variații), frecvența, curba tensiunii și altele.

4.1.4. Coeficientul de revenire al releelor

După cum se știe, pentru ca un releu să acționeze, mărimea electrică sub acțiunea căreia acesta se găsește în permanență (care îl „excită") trebuie să atingă o anumită valoare. Pentru ca releul o dată acționat să revină în poziția inițială este necesar ca aceeași mărime să revină la o anumită valoare, care de regulă este diferită de cea la care s-a produs acționarea. Raportul dintre valoarea mărimii caracteristice releului la care se produce revenirea acestuia în stare de repaus și valoarea la care se produce acționarea, se numește *coeficient de revenire* și se calculează după formula

$$k_{rev} = \frac{M_{rev}}{M_{acț}}, \tag{4.1}$$

în care: M_{rev} este cuplul de revenire al releului;

$M_{acț}$ — cuplul de acționare al releului; poate fi proporțional cu curentul sau alte valori ce caracterizează de regulă principiul releului.

Valoarea acestui coeficient poate fi supra sau subunitară în funcție de clasificarea modului de acționare a releului. Astfel dacă vom clasifica releele după valorile sau semnul mărimilor de intrare, sau altfel spus după valorile de acționare, acestea pot fi:

— relee maximale, cele care își acționează contactul atunci cînd valoarea de intrare (curentul sau tensiunea de exemplu) crește peste o anumită mărime reglată inițial (M_{ant});

— relee minimale, cele care își acționează contactul atunci cînd valoarea de intrare scade sub o anumită mărime reglată inițial (M_{ant}).

În clasificarea de mai sus coeficientul de revenire este întotdeauna subunitar pentru releele maximale și supraunitar pentru releele minimale.

Acesta reprezintă o caracteristică foarte importantă a unui releu și variază după tipul constructiv al acestuia.

Coeficientul de revenire este determinat de mai mulți factori în special de variația diferită a cuplului activ dat de mărimea electrică care determină

acționarea releului și a cuplului rezistent (antagonist), în funcție de deplasarea elementului mobil al releului. Cuplul antagonist al releului este produs de obicei de un resort, deci el crește liniar cu deplasarea elementului mobil. În funcție de principiu constructiv al releului, cuplul electric activ poate avea o valoare constantă sau poate să crească după o curbă oarecare, în funcție de deplasarea contactului mobil; astfel, de exemplu, la releele electromagnetice, fluxul magnetic dat de curentul care străbate bobinajul și care determină valoarea cuplului exercitat asupra armăturii mobile, variază cu deplasarea acesteia, pentru că reluctanța circuitului magnetic variază.

Din fig. 4.1 rezultă influența felului în care variază cuplul activ în funcție de deplasarea elementului mobil, asupra coeficientului de revenire. Sînt reprezentate aici cuplurile active în funcție de deplasarea δ a elementului mobil, pentru trei valori ale curentului I, care determină acționarea releului: $M(I_1)$, $M(I_2)$ și $M(I_3)$.

În cazul în care cuplul electric activ este constant (fig. 4.1, *a*), există o valoare I_3 pentru care elementul mobil poate executa întreaga cursă, deoarece cuplul activ echilibrează cuplul antagonist corespunzător acestei poziții, dar releul își deplasează contactul mobil (fără a acționa însă) și pentru valori ale curentului mai mici decît I_3 (dar mai mari decît I_1). Rezultă de asemenea, din fig. 4.1, *a*, că este suficientă o scădere foarte mică a curentului sub valoarea I_3 la care a avut loc acționarea releului, pentru ca, prin deplasarea din poziția finală, contactele sale să se deschidă și deci releul să revină. Coeficientul de revenire al unui asemenea releu este foarte bun (practic unitar), dar presiunea contactelor, determinată de cuplul activ, este într-un asemenea caz evident foarte mică (cuplul activ este chiar egal cu cel antagonist), deci și capacitatea de comutare a acestora este mică.

În cazul cînd cuplul activ crește mai mult decît liniar cu deplasarea elementului mobil (fig. 4.1, *b*), releul acționează dacă curentul crește peste valoarea I_3, căreia îi corespunde un cuplu activ mai mare decît cuplul anta-

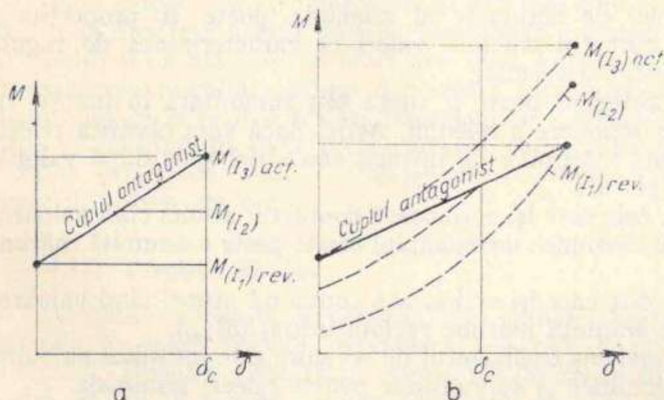


Fig. 4.1. Curbele momentelor active ale releelor în funcție de deplasarea δ a elementului mobil al releului: *a* — cuplul activ constant; *b* — cuplul activ crescător.

gonist din poziția de repaus. Odată cu deplasarea elementului mobil cuplul activ crește mai mult decît cel antagonist, astfel că la sfîrșitul cursei diferența dintre acestea, care la începutul acționării era foarte mică, devine mare

și astfel se asigură o mare presiune a contactelor. Totodată, însă, după cum se observă în fig. 4.1, *b*, pentru ca releul acționat să revină, trebuie să aibă loc o scădere importantă a curentului (sub valoarea I_1, căreia îi corespunde, la capătul cursei, un cuplu activ egal cu cel antagonist). O dată cu revenirea elementului mobil în poziția inițială, cuplul activ dat de curentul I_1 scade mult sub valoarea cuplului antagonist. În felul acesta, atît închiderea cît și deschiderea contactelor este fermă, deci se realizează o mare capacitate de comutare a acestora.

Din cele expuse rezultă că realizarea unui bun coeficient de revenire influențează negativ capacitatea de comutare a contactelor, iar realizarea unei bune capacități de comutare duce la un coeficient de revenire neavantajos. Pornindu-se de la aceste elemente, în practică se alege de obicei o cale de mijloc și, în preferarea uneia sau alteia dintre calități, se ține seama de destinația releului. De exemplu, pentru releele intermediare (denumite uneori *relee de tot sau nimic*, pentru că mărimea care le acționează există și are o anumită valoare sau nu există de loc), coeficientul de revenire nu are nici o importanță; în schimb, capacitatea lor de comutare este de mare importanță pentru funcțiunile lor în schemele de protecție.

4.2. RELEE ELECTROMAGNETICE

Releele electromagnetice folosesc, pentru a realiza (sub acțiunea unei mărimi electrice) deplasarea unui echipaj mobil, forța de atracție pe care o exercită fluxul magnetic produs de o bobină străbătută de un curent electric, asupra unei armături din material magnetic. După cum se știe, această forță este proporțională cu pătratul fluxului și deci independentă de sensul acestuia. Datorită acestui fapt, forța care acționează asupra armăturii are mereu același sens, chiar dacă curentul prin bobină își schimbă periodic sensul, deci releele electromagnetice pot fi folosite atît în curent continu cît și în curent alternativ. Deoarece principiul lor de funcționare se bazează pe folosirea cîmpului magnetic produs de înfășurări parcurse de curenți electrici aceste relee se numesc *electromagnetice* asemănător cu denumirea aparatelor de măsurat.

Există mai multe tipuri constructive de relee electromagnetice. Cele mai răspîndite sînt cele cu *armătură basculantă* (fig. 4.2), cu *armătură rotitoare* (fig. 4.3), cum și cele la care armătura efectuează o *mișcare de translație*; acestea din urmă pot avea circuitul magnetic închis sau deschis (fig. 4.4).

Condiția de acționare a unui releu electromagnetic poate fi stabilită ușor pornindu-se de la faptul că cuplul activ produs de flux, este proporțional cu pătratul acestuia:

$$M_{act} = k_1 \Phi^2. \tag{4.2}$$

Ne vom referi, pentru stabilirea acestei condiții, la tipul de releu din fig. 4.2 (ea este aceeași pentru toate variantele constructive).

Se poate considera că reluctanța circuitului magnetic al releului se reduce practic la cea a întrefierului și este deci proporțională cu lungimea *e* a acestuia.

Fluxul poate fi exprimat sub forma

$$\Phi = k_2 \frac{I}{e}, \tag{4.3}$$

unde: I este curentul din bobina releului;
e — lungimea întrefierului.

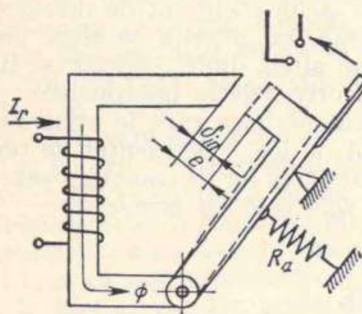


Fig. 4.2. Releul electromagnetic cu armătură basculantă.

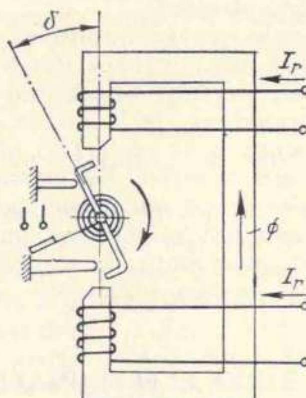
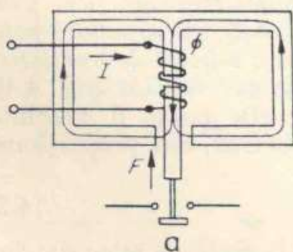


Fig. 4.3. Releu electromagnetic cu armătură rotitoare.

Ținînd seama de faptul că, în general, curentul I care produce fluxul nu variază cu reluctanța circuitului magnetic, rezultă cuplul activ care acționează asupra armăturii, în orice poziție a ei

$$M_{act} = k_3 \frac{I^2}{e^2}. \tag{4.4}$$

Deplasării armăturii în sensul acționării releului (sensul indicat de săgeată în fig. 4.2) i se opune cuplul antagonist dat de resort (R_a în fig. 4.2) și cuplul



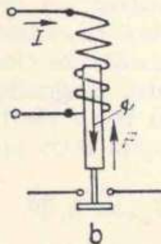


Fig. 4.4. Relee electromagnetice a căror elemente mobile execută o mișcare de translație:
a — cu circuit magnetic închis; *b* — cu circuit magnetic deschis.

antagonist dat de forțele de frecare. Cuplul resortului antagonist are valoarea inițială $M_{ant \cdot i}$ și crește pe măsura deplasării armăturii, ca urmare a întinderii resortului. Cuplul forțelor de frecare M_{fr} poate fi considerat constant.

Cuplul antagonist rezultant are deci expresia

$$M_{ant \cdot rez} = M_{ant \cdot i} + k_4(e_i - e) + M_{fr}, \quad (4.5)$$

în care e_i este lungimea inițială a întrefierului.

După cum rezultă din formulele (4.5) și (4.4), atît cuplul activ cît și cel antagonist cresc cu deplasarea armăturii mobile. Deci releul acționează, armătura mobilă efectuînd cursa completă, dacă pe tot parcursul deplasării ei este satifăcută condiția

$$M_{act} > M_{ant}. \quad (4.6)$$

Curentul pentru care această condiție este satisfăcută este curentul de acționare al releului.

Din expresiile (4.4) și (4.5) se mai observă că (după cum s-a menționat) cuplul rezistent crește liniar cu deplasarea armăturii, iar cuplul activ crește cu pătratul deplasării. Rezultă că, în general, pentru releele electromagnetice la sfîrșitul cursei armăturii mobile, diferența dintre cuplul activ și cel rezistent este mare, deci aceste relee au o capacitate mare de comutare a contactelor, dar un coeficient de revenire neavantajos. Creșterea cuplului activ produs de curent cu pătratul deplasării, în timp ce cuplul rezistent crește doar proporțional, face ca releul să aibă un coeficient de revenire cu atît mai avantajos cu cît cursa armăturii este mai mare.

Pentru realizarea unui coeficient de revenire bun simultan cu o capacitate mare de comutare a contactelor, releele electromagnetice construite în prezent (la care cursa elementului mobil este suficient de mare pentru o funcționare sigură) sînt de forma celui reprezentat în fig. 4.3. Datorită unei forme speciale a polilor circuitului magnetic și a paletei mobile în cîmpul magnetic, se obține o expresie a fluxului și deci a cuplului activ în funcție de rotirea acesteia, care permite deplasări mari, realizîndu-se totodată coeficienți de revenire buni (de ordinul a 0,85—0,95).

Releele electromagnetice construite după principiul și în formele indicate prezintă în curent alternativ un dezavantaj important și anume vibrarea contactelor în timpul funcționării. Aceasta se datorește faptului că fluxul magnetic (deci și cuplul activ care îi corespunde) variază sinusoidal cu frecvența f a curentului care parcurge bobinajul releului, și deci trece prin valoarea zero de $2f$ ori pe secundă. Variația cuplului activ și anularea sa periodică de scurtă durată, fără a putea provoca deschiderea contactelor, produce totuși vibrații ale acestora.

Vibrațiile duc la degradarea în timp a contactelor și la uzarea prematură a lagărelor armăturii mobile; de aceea, se urmărește întotdeauna înlăturarea lor. Metoda folosită în general pentru înlăturarea vibrațiilor constă în montarea unei spire în scurtcircuit (de obicei de cupru), pe un pol fix al electromagnetului (fig. 4.5). În această spiră ia naștere un curent electric care produce un flux magnetic. În felul acesta, în întrefierul dintre polul fix și armătura mobilă există două fluxuri defazate în timp, Φ_1 și Φ_2. Cele două fluxuri produc, la rîndul lor, două cupluri active M_1 și M_2, defazate și ele în timp; astfel se obține (fig. 4.6) un cuplu activ rezultant M_{rez}, care nu mai trece prin

valoarea zero, deci se elimină vibrațiile. Printr-o dispoziție constructivă și o secțiune corespunzător alese, se poate obține un flux care să varieze foarte puțin în timp, deci un cuplu activ practic constant, chiar în curent alternativ.

Releele de tip electromagnetic au o largă aplicare, datorită simplității construcției lor și calităților pe care le prezintă. Ele asigură un cuplu activ

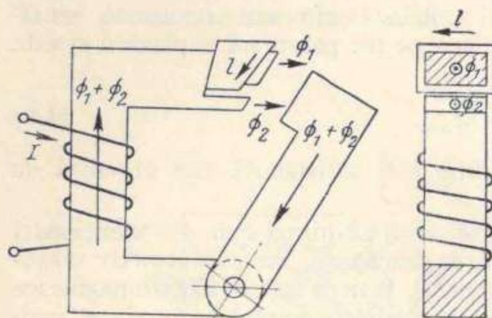


Fig. 4.5. Eliminarea vibrațiilor prin montarea unei spire în scurtcircuit pe pol.

puternic, deci o mare capacitate de comutare a contactelor, simultan cu un bun coeficient de revenire. Timpul lor propriu de acționare este foarte mic de aceea releele de acest tip sînt foarte rapide. Principiul electromagnetic este folosit în realizarea releelor de curent și de tensiune (așa-numitele *relee de măsură*), a releelor de timp și a majorității tipurilor de relee intermediare.

Pentru a putea corespunde diferitelor condiții în care sînt puse să funcționeze, releele de curent trebuie să aibă posibilitatea de reglare între limite largi a curentului de acționare. Metodele folosite pentru aceasta constau în modificarea tensiunii inițiale a resortului, deci a cuplului antagonist, modificarea numărului de spire ale bobinei și modificarea întrefierului inițial. Cea mai utilizată dintre aceste metode este prima, care are avantajul de a fi comodă în exploatare și de a realiza un reglaj fin.

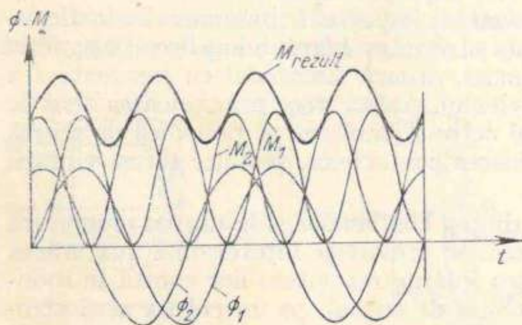


Fig. 4.6. Cuplul rezultant al unui releu electromagnetic cu spiră în scurt circuit.

Industria noastră realizează releele electromagnetice de măsurare de tipul celor reprezentate în fig. 4.3 (cu armătură rotitoare), care sînt folosite atît ca relee de curent (releele RC) cît și ca relee de tensiune (RT); diferența dintre

cele două variante constă în bobinaj. Releele de curent au bobinele formate din spire puține și de secțiune mare, căci sînt parcurse în permanență de curenți de ordinul a 5 A, iar în cazul defectelor de curenți mult mai mari; releele de tensiune au bobinele formate din spire multe și de secțiune mică, ele absorbind de la transformatoarele de tensiune un curent mic. În general puterea absorbită de releele de tensiune este mai mare decît cea absorbită de releele de curent.

Curentul de acționare al releelor tip RC, respectiv tensiunea de acționare a releelor tip RT, se reglează prin modificarea tensiunii inițiale a resortului antagonist, cum și prin legarea în serie sau în paralel a celor două secții ale bobinei releului. Prin aceste două metode se modifică valoarea reglată a curentului sau a tensiunii de acționare, între 25% și 100% din curentul nominal, respectiv tensiunea nominală.

Modificîndu-se conexiunea celor două secțiuni ale bobinei releului, din „serie" în „paralel", pentru o aceeași tensiune inițială a resortului antagonist, se obține, de exemplu, la releele de curent, dublarea curentului de acționare. Într-adevăr, dacă fiecare secție a bobinei are w_1 spire și dacă tensiunea magnetomotoare necesară pentru producerea unui cuplu activ mai mare decît cel antagonist este F_a, în cazul legării bobinelor în serie, curentul de acționare este

$$I_{acț} = \frac{F_a}{2w_1}. \qquad (4.7)$$

Dacă însă secțiile bobinei se leagă în paralel, pentru a se obține aceeași tensiune magnetomotoare F_a, curentul care alimentează releul, deci curentul de acționare, trebuie să fie de două ori mai mare, căci prin fiecare secție a bobinei trece acum numai jumătate din curentul total.

Releele electromagnetice de curent fabricate de industria noastră (tip RC) se execută pentru curenți nominali de 0,2; 0,6; 2; 6; 10; 20; 50; 100; 200 A, iar cele de tensiune (tip RT), pentru tensiunile nominale de 48; 60; 160; 200; 320; 400 V. Atît releele de curent cît și cele de tensiune, se execută cu contacte normal deschise (tipurile RC-1-1, RT-1-1 și RT-2-1), cu contacte normal închise (tipurile RC-1-2, RT-1-2 și RT-2-2) sau cu cîte un contact normal-deschis și unul normal-închis (tipurile RC-1-3, RT-1-3 și RT-2-3).

Releele de curent sînt numai de tipul „maximal", acționînd în cazul creșterii curentului peste valoarea reglată, iar cele de tensiune sînt atît de tipul „maximal" (releele RT-1), cît și de tipul „minimal" (releele RT-2), în ultimul caz acționînd la scăderea tensiunii sub valoarea reglată. Consumul de putere este de 0,3 VA, la releele de curent și de aproximativ 2 VA, la cele de tensiune. Coeficientul de revenire este de 0,85, la releele maximale și de $\frac{1}{0,85}$ la cele minimale.

Unul din releele intermediare de tip electromagnetic construit la noi este reprezentat schematic în fig. 4.7.

Bobina sa se execută pentru diferite tensiuni (24, 48, 110 și 220 V), iar circuitul magnetic este construit din tole magnetice, astfel că releul poate fi

folosit atît în curent alternativ, cît şi în curent continuu. Acest releu este larg folosit în instalaţiile de protecţie şi automatizare, pentru mărirea numărului de circuite comandate de releele de măsură, cum şi pentru suplinirea capacităţii de comutare reduse a contactelor acestora.

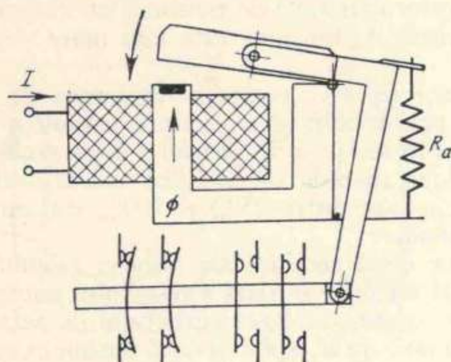


Fig. 4.7. Releu intermediar.

4.3. RELEE DE INDUCŢIE

Releele de inducţie Ferraris sau *wattmetrice* cum li se mai spune sînt foarte răspîndite în instalaţiile de protecţie, în special ca elemente de bază ale protecţiilor maximale de curent cu caracteristică dependentă şi ale protecţiilor direcţionale; ele se folosesc de asemenea şi în protecţiile de distanţă.

Funcţionarea releelor de inducţie se bazează pe acţiunea reciprocă dintre fluxurile magnetice variabile în timp create de mărimile electrice aplicate releului şi curenţii induşi de acestea în elementul mobil al acestuia (discul sau rotorul cilindric). Rezultă că ele pot fi folosite numai în curent alternativ.

Ca şi contoarele electrice, pentru realizarea cuplului de rotaţie M_{rot}, releele de inducţie folosesc cel puţin două fluxuri magnetice alternative, decalate în spaţiu şi defazate în timp. Curenţii turbionari induşi în sistemul mobil creează, împreună cu fluxurile, cuplurile de rotaţie necesare ale acestuia.

Se deosebesc două tipuri de relee de inducţie: cu o singură înfăşurare şi cu două înfăşurări.

4.3.1. Relee de inducţie cu o singură înfăşurare

Releele de inducţie cu o singură înfăşurare sînt utilizate în cazul cînd este necesar ca mişcarea rotorului să fie funcţie de o singură mărime electrică (curentul sau tensiunea). Deoarece însă nu se poate produce mişcare cu un singur flux, se recurge la introducerea unei spire în scurtcircuit pe o porţiune a miezului de fier, la marginea întrefierului. Astfel se obţine un al doilea flux, decalat faţă de primul în spaţiu şi defazat în timp, realizîndu-se un cuplu.

După cum se observă în fig. 4.8, fluxul magnetic principal Φ străbate circuitul magnetic *2* și se împarte în două fluxuri Φ_1 și Φ_2, în apropierea întrefierului. Aceste două fluxuri sînt decalate în spațiu și defazate cu un unghi φ (fig. 4.9), cu ajutorul spirei de cupru în scurtcircuit *3*. Un disc de aluminiu *4* se poate roti odată cu axul *5* în întrefierul circuitului magnetic *2*.

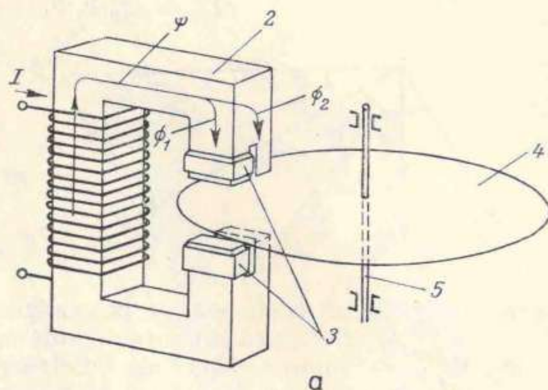
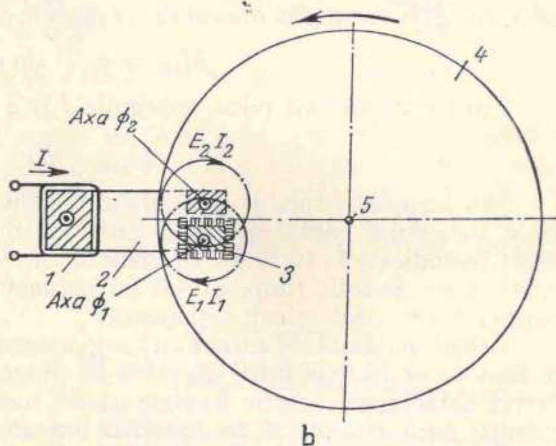


Fig. 4.8. Releu de inducție cu o înfășurare:
a — vedere laterală; *b* — vedere în secțiune (de sus).



Tensiunile electromotoare E_1 și E_2, produse respectiv de fluxurile magnetice Φ_1 și Φ_2, nu depind de starea de mișcare sau de repaus a discului. Ele sînt defazate cu 90° în urmă față de fluxurile Φ_1 respectiv Φ_2, și dau naștere în disc curenților turbionari I_1 și I_2. Liniile de curent incluse de un flux, trec parțial și prin porțiunea de disc din dreptul axei celuilalt flux.

Porțiunile de disc situate în dreptul axelor fluxurilor vor fi supuse prin urmare unor forțe exercitate de cîmpurile magnetice. Dacă rezultanta sau momentul acestor forțe sînt diferite de zero, discul se pune în mișcare. Este de observat că mișcarea este datorită acțiunii dintre un flux (de exemplu Φ_1) și curentul indus de celălalt flux (I_2), deoarece forțele exercitate de curenții

induşi proprii au o rezultantă nulă. Faza acestor curenţi este aceeaşi cu a tensiunilor electromotoare care i-au creat, întrucît rezistenţa discului este de cîteva ori mai mare decît reactanţa.

Cuplul de rotaţie al unui aparat de inducţie se determină, după cum se ştie, cu formula

$$M_{rot} = k_1 f \Phi_1 \Phi_2 \sin \varphi, \tag{4.8}$$

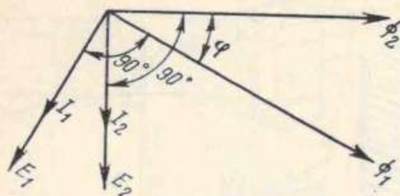


Fig. 4.9. Diagrama fluxurilor releului de inducţie cu o înfăşurare.

în care: k_1 este un coeficient de proporţionalitate;
f — frecvenţa curentului alternativ;
Φ_1, Φ_2 — valorile eficace ale fluxurilor magnetice;
φ — unghiul de defazaj dintre fluxuri.

Deoarece la releul examinat fluxurile Φ_1 şi Φ_2 sînt proporţionale cu curentul I (pînă la saturaţia miezului), cuplul de rotaţie se poate scrie sub forma

$$M_{rot} = k_2 f I^2 \sin \varphi. \tag{4.9}$$

Pentru un anumit releu, mărimile f şi φ sînt constante, deci

$$M_{rot} = kI^2. \tag{4.10}$$

Sub acţiunea cuplului M_{rot}, discul releului tinde să se rotească, însă este frînat de cuplul antagonist M_{ant} creat de un magnet de frînare şi de un resort (neindicate în fig. 4.8). În cazul în care $M_{rot} > M_{ant}$, discul se roteşte şi, după un anumit timp, atinge cu contactul mobil (montat pe axul său) contactul fix, deci releul acţionează.

Releul maximal de curent cu temporizare tip RTpC (fig. 4.10) reprezintă de fapt o combinaţie între un releu de inducţie şi un releu electromagnetic. Partea caracteristicii între limitele căreia temporizarea depinde de curent se numeşte *parte dependentă*, iar cea între limitele căreia temporizarea nu depinde de curent se numeşte *parte independentă* (fig. 4.11).

Releul are un circuit magnetic *a* (fig. 4.10), prevăzut cu spire în scurtcircuit, pentru defazarea fluxului. Fluxul din circuitul magnetic, este creat de bobina *b*, ale cărei prize de curent sînt racordate la sistemul *n* de comutare a acestora. Cu ajutorul sistemului de comutare poate fi modificat reglajul curentului de pornire al releului, chiar sub curentul de sarcină, întrucît printr-un arc şi printr-un contact special *n* se şuntează circuitul de curent care alimentează releul. Discul de aluminiu *c* este montat fix pe un ax *d*, care este fixat la rîndul său de un cadru *e*, mobil în jurul axei *f*. Rotirea discului începe la curenţi de ordinul a 15% din curentul reglat şi continuă atît timp cît prin înfăşurarea releului trece curent. Un resort antagonist *r* face ca discul

să nu-şi modifice poziţia decît atunci cînd curentul prin înfăşurarea releului depăşeşte valoarea reglată; în momentul acesta, fluxul creat atrage discul de aluminiu şi şurubul melc *h*, fixat rigid de axul discului, se angrenează cu sectorul dinţat *j*, discul se roteşte şi sectorul se deplasează în sus.

Fig. 4.10. Vedere de ansamblu a releului de inducţie cu o înfăşurare.

Asupra discului acţionează cuplul de rotaţie M_{rot} şi cuplul antagonist M_{ant} (analizate mai sus). Acesta din urmă rezultă din frînarea dată de magnetul permanent *i*. În cazul creşterii curentului în înfăşurarea releului, se măreşte cuplul care acţionează asupra discului, însă creşte şi cuplul antagonist, în funcţie de viteza acestuia. În acest fel, viteza discului este limitată

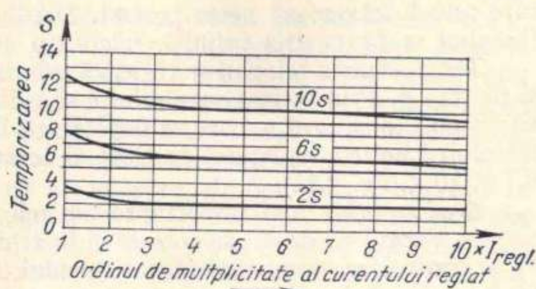


Fig. 4.11. Diagrama $t = f(n.I_{regl}.)$ a releului de inducţie cu o înfăşurare.

de acţiunea magnetului permanent. Şurubul *g* serveşte ca limitator de cursă al discului, astfel încît începutul şi sfîrşitul cursei acestuia să asigure o angrenare sau o decuplare optimă (cu frecări minime) cu sectorul dinţat *j*. După angrenarea sectorului cu şurubul melc *h* al discului şi în timpul rotirii permanente a acestuia, sectorul dinţat se deplasează în sus, pînă cînd atinge cu

pîrghia *k* paleta *p* a părții mobile *l* a electromagnetului. Aceasta basculează, în sensul indicat de săgețile din figură, și împinge contactul mobil *M*. Deplasarea contactului *M* pînă la capătul cursei se produce datorită faptului că partea mobilă *l* este atrasă puternic de corpul *a* al electromagnetului, ca urmare a micșorării întrefierului. Contactul k_1 al releului poate fi normal închis sau normal deschis. El își schimbă poziția normală ori de cîte ori armătura mobilă *l* a electromagnetului principal își modifică poziția.

După angrenarea șurubului fără sfîrșit *h* cu segmentul *j* și după deplasarea acestuia în sus, viteza de rotație a discului scade, ceea ce poate avea ca urmare decuplarea șurubului fără sfîrșit *h* de segmentul *j*. Pentru evitarea acestui lucru, pe cadrul *e* este fixată o lamă de oțel *q*, asupra căreia acționează fluxurile magnetice de dispersie ale electromagnetului *a*. După angrenarea șurubului fără sfîrșit *h* cu segmentul *j*, lama *q* este atrasă de fluxurile de dispersie și împiedică decuplarea.

Porțiunea dependentă a caracteristicii de timp a releului (fig. 4.11) este determinată de viteza de rotație a discului, care determină viteza de deplasare în sus a sectorului dințat, și de unghiul de rotație al acestuia, temporizarea la un curent dat fiind cu atît mai mare cu cît acest unghi este mai mare, adică cu cît opritorul *t* este lăsat mai jos, prin șurubul limitator *o*.

Armătura mobilă *l* mai poate acționa și în cazul unor fluxuri foarte puternice. În acest caz se realizează o „tăiere rapidă de curent", adică o acționare rapidă a releului la curenți mari. Cînd prin înfășurarea releului circulă un curent care depășește o anumită valoare, capătul drept al amăturii *l* este atras de miezul electromagnetului, într-un timp mai scurt decît acela în care pîrghia *k* a sectorului *j* ajunge la piesa *p*. Timpul de acționare rapidă al „tăierii de curent" este de 0,05—0,1 s. Acesta funcționează după principiul releelor electromagnetice descrise mai sus.

Valoarea curentului la care acționarea releului este rapidă se reglează prin variația întrefierului dintre capătul drept al armăturii *l* și miezul electromagnetului *a*, cu ajutorul șurubului *m*. Acesta este marcat cu cifrele 2, 4, 6, 8 și ∞, care reprezintă coeficientul de multiplicitate a curentului reglat, la care releul acționează netemporizat. Dacă se mărește foarte mult întrefierul δ (șurubul *m* pe poziția infinit), releul nu acționează instantaneu.

Temporizarea releului se reglează prin modificarea distanței dintre piesa *k* și pîrghia *p*. Prin rotirea șurubului *o* se ridică sau se coboară opritorul *t*, prevăzut cu indicatorul *v*, care se deplasează în fața scării gradate în secunde a releului. Limitele reglajului de timp al acestui tip de releu sînt cuprinse între 0,7 și 10 s (fig. 4.11).

● *Avantajele* mai importante ale releului sînt următoarele:

— Faptul că discul se rotește și în regim normal de funcționare permite să se controleze permanent starea releului (în acest scop, pe capacul carcasei, în fața discului, există o fereastră cu geam) și a circuitului de curent. De asemenea nu acționează la variații scurte de sarcină. Deoarece viteza de rotație a discului este dependentă de valoarea curentului, releul poate indica calitativ sarcina liniei pe care este montat, fapt pentru care este denumit uneori și *releu ampermetric.*

— Releul permite tăierea de curent (acționarea rapidă) fără relee suplimentare.

— Aderarea bună a contactelor normal deschise nu depinde de valoarea curentului de defect, care circulă prin înfășurarea releului (după cum s-a văzut la sfîrșitul cursei sectorului dințat, datorită micșorării întrefierului dintre armătura *l* și corpul *a*, se produce o închidere fermă a contactelor).

— Coeficientul de revenire al sistemului de inducție este relativ bun (k_{rev} = 0,75 ... 0,85).

● Dintre *dezavantaje*, menționăm:

— sistemul mecanic destul de complicat face ca precizia de funcționare să fie redusă;

— coeficientul de revenire al sistemului electromagnetic este mai mic (k_{rev} = 0,4);

— eroarea în ce privește curentul de acționare al tăierii este mare;

— consumul de putere este relativ mare (circa 30 VA).

4.3.2. Relee de inducție cu două înfășurări

La releele de inducție cu două înfășurări, mișcarea rotorului se efectuează sub acțiunea a două mărimi electrice. În această construcție, ele se folosesc ca relee direcționale, de distanță și altele. În cazul în care releele acționează la schimbarea sensului puterii, se numesc *direcționale*; cele care măsoară impedanța sau reactanța liniei pînă la locul defectului, deci mărimi proporționale cu distanța pînă la defect, se numesc *relee de distanță* ș.a.m.d.

Releele direcționale bazate pe principiul inducției se execută cu disc, cu rotor cilindric sau cu cadru mobil.

În ultimul timp, date fiind condițiile pe care trebuie să le îndeplinească protecția, în special rapiditatea de acționare, s-au adoptat construcțiile cu rotor cilindric și cu cadru mobil, care permit să se realizeze relee cu timp de acționare de ordinul a 0,01 s.

Vom examina releul direcțional tip IMB mai vechi sau RBM mai recent, cu două înfășurări, cu rotor cilindric, de construcție sovietică, folosit uzual la noi în țară în protecțiile direcționale (fig. 4.12). În principiu, releul este format dintr-un circuit magnetic *m* cu poli aparenți, un rotor cilindric de aluminiu *r*, înfășurările de curent și de tensiune pe circuitul magnetic și un contact normal deschis. Contactul mobil este fixat pe axul cilindrului de aluminiu. În interiorul cilindrului de aluminiu se găsește un alt cilindru, de fier, *f*, care servește la reducerea reluctanței circuitului magnetic total; un magnet permanent, care cuprinde între polii săi cilindrul de aluminiu, servește la amortizarea mișcărilor rotorului, iar un resort menține contactele deschise (ultimele două piese nu sînt reprezentate în fig. 4.12).

În fig. 4.13 este reprezentată realizarea practică a releului; se observă modul cum sînt dispuse resortul antagonist și contactele.

Înfășurarea de curent este formată din două bobine legate în serie și așezate pe doi poli, iar înfășurarea de tensiune din patru bobine legate tot în serie și așezate pe circuitul magnetic exterior. Prin înfășurarea de curent circulă curentul I_r din circuitul secundar al transformatoarelor de curent, iar

înfășurării de tensiune i se aplică tensiunea U_r din circuitul secundar al transformatoarelor de tensiune.

Datorită tensiunii aplicate U_r, prin înfășurarea de tensiune circulă curentul I_u. Curenții I_r și I_u dau naștere respectiv fluxurilor Φ_i și Φ_u, decalate în spațiu cu 90° (fig. 4.12).

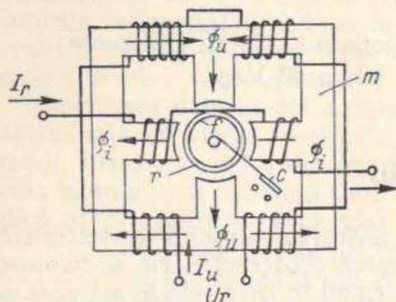


Fig 4.12. Schema electrică și a circuitului magnetic a releului de inducție direcțional, cu două înfășurări și rotor cilindric.

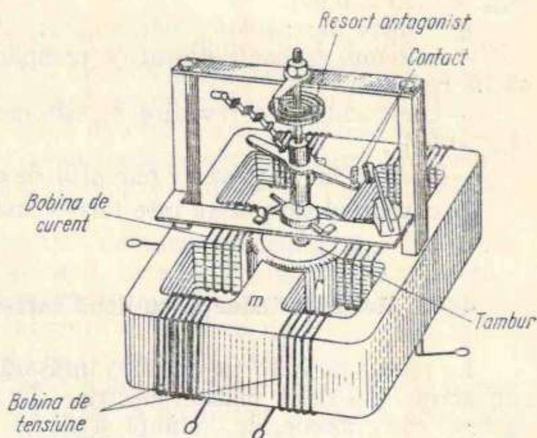


Fig. 4.13. Vedere de ansamblu a releului de inducție direcțional.

După cum s-a arătat (subcap. 4.3), funcționarea releelor de inducție se bazează pe acțiunea reciprocă dintre fluxurile magnetice variabile în timp și curenții induși de acestea în elementul mobil al releului (rotorul). Cuplul de rotație al unui releu de inducție se determină, după cum știm, cu relația generală (4.8).

Pînă la saturația circuitului magnetic, se poate considera că fluxul Φ_i este proporțional cu curentul I_r, iar fluxul Φ_u cu curentul I_u, adică:

$$\Phi_i = k_2 I_r; \quad \Phi_u = k_3 I_u = k_3 \frac{U_r}{Z_u} = k_4 U_r,$$

unde: Z_u este impedanța înfășurării de tensiune:
k_2, k_3, k_4 — coeficienți de proporționalitate.

Înlocuindu-se în relația (4.8) valorile fluxurilor de mai sus și considerîndu-se că frecvența este constantă, se obține formula cuplului releului

$$M_{rot} = k I_r U_r \sin \varphi. \qquad (4.11)$$

Diagrama fazorială a releului este reprezentată în fig. 4.14.

Ea a fost construită luîndu-se mărimi inițiale tensiunea U_r, curentul I_r și unghiul de defazaj dintre ele φ_r. Curentul I_u este defazat față de U_r cu unghiul γ_u, determinat de raportul dintre reactanța și rezistența înfășurării de tensiune.

Fluxurile Φ_i și Φ_u sînt defazate față de curenții I_r, respectiv I_u, cu unghiul δ, determinat de pierderile în fierul circuitului magnetic. S-au obținut astfel două fluxuri magnetice decalate în spațiu cu 90° și defazate în timp cu unghiul φ.

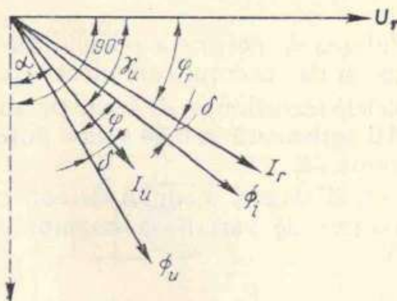


Fig. 4.14. Diagrama vectorială (fazorială) a releului din fig. 4.12.

În fig. 4.14 s-a notat cu γ_u defazajul dintre I_u și U_r și cu α complementul lui γ_u. Unghiul γ_u se numește *unghi de defazaj interior* și depinde de parametrii înfășurării de tensiune și de construcția releului. De obicei, în expresia cuplului nu se folosește unghiul γ_u, ci complementul său α; se observă că

$$\varphi = \gamma_u - \varphi_r. \tag{4.12}$$

Ținînd seama de aceste notații, cuplul de rotație al releului devine

$$M_{rot} = kI_rU_r \sin \varphi = kI_rU_r \cos(\varphi_r + \alpha), \tag{4.13}$$

de unde se observă că cuplul de rotație al releului, la valori constante ale mărimilor I_r și U_r, este maxim cînd $\varphi_r + \alpha = 0$. În funcție de unghiul de defazaj φ_r, cuplul de rotație poate fi pozitiv sau negativ, deci rotorul se rotește într-un sens sau în sensul opus.

La punerea în funcțiune a protecției care folosește astfel de relee se determină, prin schema de conectare a acestora, sensul în care se rotește rotorul pentru un anumit sens al puterii.

Pentru pornirea releului, cuplul de rotație trebuie să fie mai mare decît cuplul antagonist, creat de resort și de frecarea părților mobile.

Cuplul de pornire este definit deci prin expresia

$$M_{p.r} = k(U_r \cdot I_r)_{p.r} \cos(\varphi_r + \alpha) = M_{ant}. \tag{4.14}$$

Notînd $(U_r \cdot I_r)_{p.r}$ cu $S_{p.r}$, care se mai numește *puterea de pornire*, obținem deci

$$S_{p.r} = (U_r \cdot I_r)_{p.r} = \frac{M_{ant}}{k \cos(\varphi_r + \alpha)} \text{ [VA]}. \tag{4.15}$$

Sensibilitatea releului direcțional se caracterizează, de obicei, prin valoarea minimă a puterii de pornire $S_{p.r_{min}}$ corespunzătoare unghiului $\varphi_r = -\alpha$,

pentru care $\cos(\varphi_r + \alpha) = 1$; unghiul $\varphi_r = -\alpha$ se numeşte *unghiul sensibilităţii maxime*. Puterea de pornire minimă este

$$S_{p \cdot r_{min}} = \frac{M_{ant}}{k}.$$

Puterea de pornire a releului direcţional depinde de unghiul sensibilităţii maxime şi de curentul care circulă prin înfăşurarea de curent.

Relele direcţionale de inducţie au timpi de acţionare foarte scurţi; releele tip IMB acţionează în 0,04 s, la o putere de pornire de cinci ori mai mare decît cea nominală.

Detalii asupra modului de conectare a releelor direcţionale, posibilităţii constructive de variaţie a unghiului sensibilităţii maxime etc. sînt date în cap. 5.

4.4. RELEE ELECTRODINAMICE

În protecţia sistemelor energetice, releele electrodinamice se folosesc în special ca relee direcţionale. Ele pot fi utilizate atît în curent alternativ, cît şi în curent continuu. Principiul lor de funcţionare se bazează pe acţiunea reciprocă dintre cîmpul unui sistem magnetic fix, şi curentul care parcurge o bobină mobilă, asemănător cu aparatul de măsură din această categorie numai că în locul acului indicator foloseşte un sistem de contacte.

După cum se observă în fig. 4.15, releul este compus din miezul magnetic *1*, cu doi poli, pe care se aşază bobinele înfăşurării *2*. Înfăşurarea mobilă *3*, construită sub formă de cadru, este susţinută prin intermediul unei axe în lagărele *4*. Înfăşurarea fixă are spire puţine, confecţionate din conductor gros, iar înfăşurarea mobilă are un număr mare de spire din conductor subţire; în anumite cazuri, pentru a se micşora şi mai mult greutatea cadrului mobil, se utilizează sîrmă de aluminiu.

Solidar cu cadrul mobil este fixat braţul de contact *5*, care prin rotire stabileşte legătura dintre contactele *6*. În interiorul cadrului se află miezul cilindric *7*, care măreşte permeabilitatea magnetică a intrefierului dintre poli. Releul este prevăzut cu un resort spiral legat la cadrul mobil, care produce cuplul antagonist, ce tinde să menţină cadrul în poziţia iniţială. În scopul măririi sensibilităţii releului, tensiunea resortului antagonist şi frecările în lagăre sînt foarte mici, deci M_{ant} este neglijabil.

Prin înfăşurarea fixă trece curentul I_r, care produce în miezul magnetic fluxul Φ_i, iar înfăşurării mobile i se aplică tensiunea U_r, căreia îi corespunde curentul I_u. Acţiunea reciprocă dintre fluxul Φ_1 şi curentul I_u dă naştere unui cuplu electromagnetic, care roteşte cadrul pînă la învingerea cuplului antagonist, adică pînă la închiderea contactelor, în cazul în care se respectă relaţia

$$M_{rot} > M_{ant}. \qquad (4.16)$$

La releele de curent continuu momentul de rotație sau cuplul activ este proporțional cu produsul dintre fluxul Φ_i și curentul I_u. La releele de curent alternativ intevine și unghiul de defazaj ψ dintre Φ_i și I_u, astfel că expresia cuplului activ este

$$M_{rot} = k_1 \Phi_i I_u \cos \psi. \tag{4.17}$$

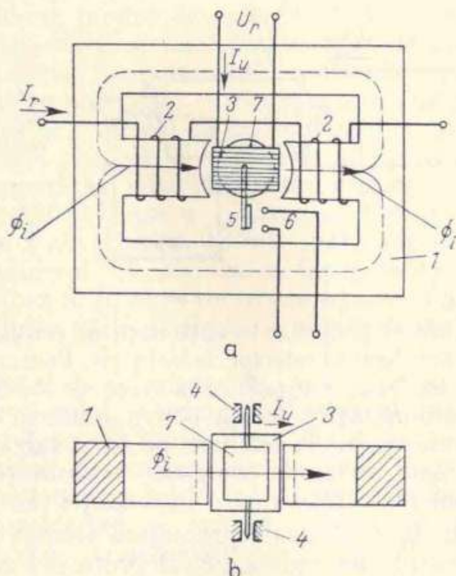


Fig. 4.15. Releul electrodinamic.

Pentru exprimarea cuplului activ M_{rot} se folosește, în mod obișnuit, o altă relație, în care apar prametrii circuitului electric la care este legat releul, și anume tensiunea U_r, curentul I_r și unghiul de defazaj dintre ele φ_r. Ținînd seama de relațiile de proporționalitate dintre Φ_i și I_r și dintre I_u și U_r, relația (4.17) devine

$$M_{rot} = k_2 U_r I_r \cos (\varphi_r + \alpha) \tag{4.18}$$

unde α este un unghi care depinde de caracteristicile constructive ale releului, fiind numit *unghi interior* al acestuia.

Sensul de rotație al cadrului mobil depinde de sensul cuplului activ, care depinde de sensul fazorilor I_r și U_r, respectiv de unghiul φ_r. Rotirea cu 180° a unuia dintre fazorii I_r sau U_r schimbă sensul cuplului.

Cuplul de pornire al acestor relee cum și sensibilitatea maximă au aceleași particularități cu cele descrise mai sus la releele direcționale cu inducție.

Releele electrodinamice au cîteva avantaje, datorită cărora folosirea lor s-a extins mult în ultimii ani, și anume:

— posibilitatea funcționării atît în curent continuu cît și în curent alternativ;

— schema simplă, care permite folosirea lor atît ca element wattmetric cît și ca element varmetric;
— sensibilitatea mai ridicată decît a releelor de inducție;
— coeficientul de revenire aproape egal cu unitatea;
— gabaritul și greutatea reduse.

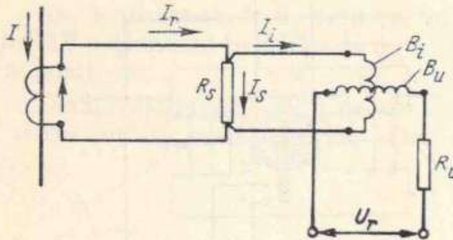


Fig. 4.16. Schema de principiu a releului direcțional electrodinamic folosit în protecțiile de distanță.

Timpul propriu de acționare al releelor electrodinamice este în general mai mare decît al releelor de inducție. Pentru releele al căror cadru are un număr mare de spire, temporizarea trece de 4—5 perioade.

Îmbunătățirile constructive aduse în ultimul timp de fabricile constructoare au condus la folosirea pe scară largă a acestui tip de releu, ca element direcțional în releele complexe de distanță. Se mai utilizează, de asemenea, ca element de măsurare a impedanței sau a reactanței.

În fig. 4.16 este reprezentată schema de conexiuni a releului direcțional cu element electrodinamic, al protecției de distanță mai vechi tip RD7. El este compus, în principal, din bobina de tensiune B_u, căreia i se aplică tensiunea U_r de la un transformator de tensiune, și bobina de curent B_i; aceasta nu este alimentată direct de la înfășurarea secundară a transformatorului de curent, ci de la bornele rezistenței R_s, în care căderea de tensiune este proporțională cu curentul I_r. Repartiția curenților pe elementele circuitului se face conform primei legi a lui Kirchhoff, după relația

$$\bar{I}_r = \bar{I}_s + \bar{I}_i,$$

în care curentul I_i este defazat în urma lui I_r, cu un unghi datorită reactanței bobinei de curent. Valoarea acestui unghi este aleasă astfel pentru a se obține o acționare cît mai corectă a releului în cazul scurtcircuitelor pe liniile aeriene. În serie cu bobina de tensiune este legată rezistența neliniară R_u, al cărei rol este menținerea sensibilității releului în orice regim de funcționare. Rezistența este construită astfel încît valoarea ei scade odată cu scăderea tensiunii aplicate releului. Datorită acestui lucru, în cazul scurtcircuitelor foarte apropiate de locul în care este instalat releul, cînd tensiunea remanentă este redusă, curentul prin bobina de tensiune are totuși o valoare suficientă pentru a produce cuplul necesar orientării releului.

Cuplul care acționează asupra echipajului mobil are și la acest releu expresia $M_{rot} = kU_rI_r\cos(\varphi_r + \alpha)$, factorii din formulă avînd aceleași semnificații ca și în formula (4.18).

4.5. RELEE POLARIZATE

Releele polarizate fac parte din categoria releelor electromagnetice sau magnetoelectrice ca și la acestea, partea lor mobilă se deplasează tot ca urmare a acțiunii unui cîmp magnetic. Caracteristică pentru releele polarizate este însă existența a două fluxuri; unul de lucru, produs de curentul de acționare al releului (care parcurge înfășurarea acestuia) și unul suplimentar de polarizare. După modul cum este produs fluxul de polarizare, se deosebesc: relee polarizate cu magnet permanent și relee polarizate cu electromagnet de polarizare. Releele polarizate funcționează în principal cu curent continuu sau cu curent alternativ redresat iar în cazuri speciale și cu curenți alternativi.

În fig. 4.17 este reprezentat schematic un releu polarizat din prima grupă. Părțile sale componente sînt: magnetul permanent *1*, fixat pe miezul *2*, pe ale cărui brațe sînt dispuse bobinele *3* ale releului. În întrefierul miezului se deplasează, avînd axul de rotație în punctul *O*, armătura de fier *4*, care poartă contactele mobile *5*, între contactele fixe *6*. În stare de repaus a releului, armătura *4* poate fi așezată pe oricare dintre părți (în figură este reprezentată pe partea dreaptă).

Magnetul permanent creează fluxul de polarizare Φ_p, care se împarte în două: Φ_{p1}, care se închide prin întrefierul δ_s și prin brațul stîng al miezului și Φ_{p2}, care se închide prin întrefierul δ_d și prin brațul drept. După cum s-a mai arătat, fluxul de lucru activ este creat de curentul din bobinele *3*. Sensul acestui flux este determinat de sensul curentului în înfășurarea releului. Ca urmare, în stare de funcționare, considerînd un anumit sens al curentului în bobine, în cele două întrefieruri δ_s și δ_d vor acționa respectiv fluxurile $\Phi_s = \Phi_a + \Phi_{p1}$ și $\Phi_d = \Phi_a - \Phi_{p2}$.

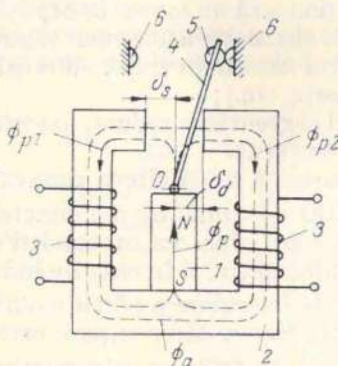


Fig. 4.17. Releul polarizat cu magnet permanent.

Forța rezultantă asupra armăturii este

$$F = K\Phi_r^2 = \frac{\Phi_s^2 - \Phi_d^2}{25\,q}\,[\mathrm{kgf}], \qquad (4.19)$$

unde: q este suprafața polilor magnetului permanent, în cm^2; Φ_s și Φ_d — fluxurile, în Mx.

Deoarece $\Phi_s > \Phi_d$, forţa rezultantă va deplasa armătura de pe partea dreaptă pe partea stîngă. La dispariţia fluxului Φ_a, armătura rămîne sprijinită pe contactul pe care a fost deplasată de ultima acţiune a fluxului Φ_r. Este de remarcat lipsa resortului antagonist prezent la toate releele electromecanice. Această lipsă influenţează pozitiv unele particularităţi ale acestui releu.

Parametrii principali ai releului polarizat, examinat mai sus, sînt:

— forţa de apăsare pe contactul fix, atunci cînd prin bobina releului nu circulă nici un curent; această forţă, care determină curentul de durată maxim prin contacte, depinde de valoarea fluxului dat de magnetul permanent;

— deplasarea totală a armăturii, egală cu distanţa dintre polii miezului 2, care determină puterea de rupere sau capacitatea de comutare a contactelor releului şi timpul propriu de acţionare;

— valoarea minimă a fluxului activ Φ_a, pentru care partea mobilă îşi schimbă poziţia; această valoare, care depinde de tensiunea magnetomotoare a bobinelor de lucru, caracterizează sensibilitatea releului.

Principalele avantaje ale acestui tip de relee sînt următoarele:

— sensibilitatea mare, releele polarizate acţionînd şi la puteri de ordinul a $1 \cdot 10^{-2} \ldots 5 \cdot 10^{-3}$ W, ceea ce reprezintă o performanţă de cel puţin zece ori mai bună decît a celui mai sensibil releu electromagnetic;

— stabilitatea termică mare, releele polarizate suportînd curenţi care depăşesc de 20 de ori şi mai mult curentul minim de acţionare; această proprietate, pe care nu o au releele electromagnetice, electrodinamice şi magnetoelectrice, constituie un avantaj deosebit al releelor polarizate;

— timpul propriu de acţionare foarte mic (de ordinul a $2 \cdot 10^{-3}$ s, deci cam a zecea parte dintr-o perioadă a curentului alternativ industrial); acest fapt se datoreşte greutăţii foarte mici a părţii mobile, cum şi constantelor de timp ale circuitului electric;

— releul acţionează nu numai la depăşirea valorii curentului, ci şi la schimbarea sensului de circulaţie a acestuia; acest fapt îl face să fie folosit în montaje speciale, pentru a sesiza deviaţia diferiţilor parametri (puteri, unghiuri de defazaj, impedanţe etc.);

— gabaritul şi greutatea reduse, datorită cărora poate fi folosit în instalaţii portative sau complexe.

Releele polarizate au şi cîteva dezavantaje care limitează utilizarea lor:

— capacitatea de comutare a contactelor este mică; distanţa mică dintre contacte conduce la reducerea capacităţii de comutare, în special la tensiuni mari, în curent alternativ, şi în circuite inductive;

— sistemul de basculare a părţii mobile şi piesele de reglare a contactelor fixe sînt elemente fine a căror reglare este dificilă;

— coeficientul de revenire este relativ mic.

Totuşi, avînd în vedere avantajele acestui tip de releu şi caracteristicile de bază ale releelor, polarizate, folosirea lor s-a extins mult în domeniul telecomunicaţiilor, al automatizărilor şi în schemele de protecţie prin relee.

Stabilitatea termică relativ mare a releelor polarizate a făcut ca ele să fie folosite în diagonala punţilor echilibrate, unde diferenţele mici dintre ramurile punţii pot conduce la dezechilibrarea acesteia, între limite destul de mari.

Utilizarea releelor polarizate în astfel de scheme dă rezultate bune și datorită sensibilității lor mari.

În instalațiile de protecție prin înaltă frecvență, releele polarizate sînt folosite ca relee de blocare, alimentate de la postul receptor al instalației. În ultimul timp, ele sînt de asemenea mult folosite în schemele de redresare a curentului alternativ, pentru realizarea diferitelor elemente ale protecțiilor de distanță sau de alt tip.

4.6. RELEE MAGNETOELECTRICE

Principiul de funcționare al releelor magnetoelectrice este identic cu cel al aparatelor de măsurat de același tip. Echipajul mobil al releului, pe care se află una sau mai multe bobine, este situat în cîmpul unui magnet permanent. Datorită forțelor care apar între curentul (sau curenții) din bobine și cîmpul magnetului permanent, se produce cuplul activ asupra echipajului mobil.

În fig. 4.18 este reprezentat schematic (în secțiune) releul magnetoelectric folosit în protecțiile de distanță RD7 și altele. În întrefierul dintre partea exterioară și cea interioară ale magnetului permanent M (care sînt concentrice și constituie cei doi poli ai magnetului), este situat cilindrul T, din material izolant, foarte ușor. Pe acesta sînt montate două bobine, ale căror înfășurări sînt parcurse în sensuri inverse de curenți (în prealabil redresați).

Sub acțiunea cîmpului magnetic permanent din intrefier (care este perpendicular pe conductoarele parcurse de curent), cele două bobine sînt solicitate de forțe verticale, de sensuri inverse.

Notîndu-se cu B_M inducția magnetică din întrefier (datorită magnetului permanent), cu i_1 și w_1 — curentul și numărul de spire ale bobinei *1*, iar cu i_2

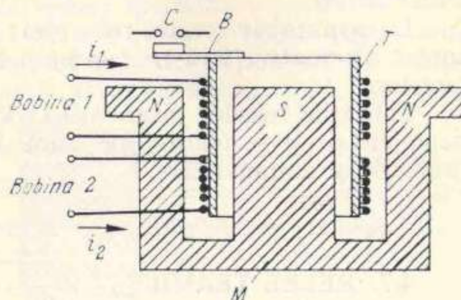


Fig. 4.18. Releul magnetoelectric al protecției de distanță.

și w_2 — curentul și numărul de spire ale bobinei *2*, forțele care tind să deplaseze vertical cele două bobine sînt:

$$F_1 = k_1 w_1 B_M i_1; \tag{4.20}$$

$$F_2 = k_2 w_2 B_M i_2. \tag{4.21}$$

Aceste forțe fiind dirijate în sensuri opuse, dacă presupunem că forța F_1 este dirijată în sus, rezultă că forța F_a (care tinde să deplaseze în sus cilindrul T și prin intermediul brațului B fixat pe acesta să închidă contactele C) este dată de relația

$$F_a = k_1 w_1 B_M i_1 - k_2 w_2 B_M i_2 \tag{4.22}$$

Dacă neglijăm frecările și greutatea proprie a cilindrului cu bobinele sale (releul se realizează astfel încît acestea pot fi neglijate fără a se comite o eroare mare) rezultă că, pentru a se produce acționarea releului, trebuie să fie satisfăcută condiția

$$k_1 w_1 B_M i_1 > k_2 w_2 B_M i_2, \tag{4.23}$$

respectiv

$$\frac{i_2}{i_1} < \frac{k_1 w_1}{k_2 w_2}.$$

Releul acționează deci nu în funcție de valoarea fiecăruia dintre curenți, ci în funcție de valoarea raportului dintre aceștia de unde se mai numesc și *relee balanță.*

Cele două bobine *1* și *2* pot fi alimentate fie de transformatoarele de tensiune fie de cele de curent prin intermediul unor punți de redresare, în fiecare caz realizîndu-se un releu cu altă destinație. Astfel, după cum se va arăta mai tîrziu, în cazul în care i_2 este determinat de tensiunea la bornele unei linii, iar i_1 de curentul ei, releul acționînd în funcție de raportul dintre acestea, este un releu de impedanță.

Schemele speciale și detalii de utilizare ale acestor tipuri de relee ca organe de măsură sau altor scopuri se tratează la capitolele respective.

Calitatea principală a releelor magnetoelectrice constă în marea lor sensibilitate; datorită acesteia, ele se folosesc ca elemente de măsură, în protecțiile speciale, și ca traductoare sau amplificatoare intermediare, în instalațiile de automatizări.

Dezavantajele acestor relee sînt: imposibilitatea de a fi folosite direct în curent alternativ (fără redresare) și capacitatea redusă de comutare a contactelor.

Calitățile releelor magnetoelectrice sînt însă mult mai mari decît dezavantejele și ele se folosesc pe scară din ce în ce mai largă în instalațiile de protecție și automatizare.

4.7. RELEE TERMICE

Releele termice sînt acționate de variațiile temperaturii la care este supusă instalația sau a mediului în care sînt montate acestea. Se mai numesc și *relee electrotermice* datorită curentului electric care provoacă încălzirea și deci acționarea lor în caz de depășire a parametrilor reglați. După modul cum va-

riațiile de temperatură acționează asupra elementului de excitare al releului, se deosebesc două categorii de relee:

— relee electrice termice, la care elementul de excitare este parcurs de curentul electric, care provoacă încălzirea sa;

— relee la care căldura este cedată de mediul înconjurător, în care funcționează releul; acestea sînt cunoscute și sub numele de relee termometrice sau *termostate*.

Din prima categorie, cele care se folosesc cel mai mult în protecția instalațiilor electrice sînt releele cu bimetal. Funcționarea lor se bazează pe fenomenul dilatării unui corp metalic supus încălzirii. În schema din fig. 4.19 corpul metalic este compus din două lame din metale diferite, cu coeficienți de dilatație diferiți, laminate sau lipite astfel ca să formeze o singură lamă B, numită *bimetal*. Curentul electric care provoacă încălzirea poate trece fie direct prin bimetal fie printr-o înfășurare de încălzire C, fie pe ambele căi.

La depășirea unei anumite temperaturi, datorită coeficienților de dilatație diferiți, bimetalul se curbează în partea lamei cu dilatarea mai mică (în figură, în sus) și se închide contactul releului. Acesta este realizat cu ajutorul a două lamele flexibile, care împreună cu bimetalul și cu capetele înfășurării de încălzire sînt fixate într-un suport izolat S.

Releele cu bimetal pot avea și alte forme constructive, în funcție de modul cum este realizat acesta: în formă de spirală, disc, lamă fixată la ambele capete, forma literei U etc.

Funcționarea releului este foarte mult influențată de temperatura mediului înconjurător. Acest fapt constituie un dezavantaj în cazul cînd releul nu se află în același loc cu instalația pe care o protejează și din contră, un avantaj, cînd sînt instalate în același loc. Totuși, deoarece nu este posibilă o reglare mai precisă a constantelor de timp a releelor și ale instalațiilor protejate, influența temperaturii ambiante are în multe cazuri efecte nedorite. Pentru remedierea acestui dezavantaj, se folosesc diferite mijloace de compensare.

Avantajele principale ale acestui sistem de releu sînt:

— construcția simplă și robustă; o dată reglate pentru un circuit sau element, releele nu mai necesită o supraveghere specială;

— caracteristica de funcționare depinde de curent, deci de temperatura elementului protejat, în sensul că la solicitări mai mici acționează cu temporizare mai mare și la solicitări mai mari acționează mai rapid.

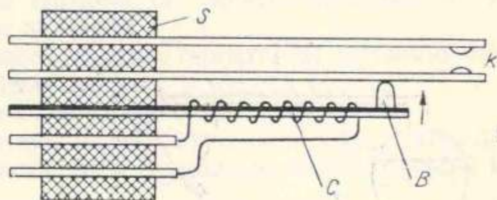


Fig. 4.19. Releu termic cu bimetal.

Releele electrice termice au și o serie de dezavantaje, de care trebuie să se țină seama la utilizarea lor:

— puterea de rupere a contactelor este mică, datorită vitezei reduse de deplasare a pieselor mobile;

— revenirea în poziția inițială, pentru o nouă acționare nu este rapidă, ci numai după ce s-a răcit elementul de sesizare al temperaturii, proces care durează în general destul de mult;

— parametrii de funcționare se modifică prin modificarea sau prin înlocuirea elementelor de sesizare a temperaturii ridicate (bimetal sau aliaj).

Releele electrice termice se utilizează pentru protecția mașinilor și a instalațiilor electrice contra suprasarcinilor mici, de lungă durată. În ultimul timp, acestea se combină cu releele electromagnetice, pentru realizarea unei protecții mai complete.

Releele termometrice se utilizează tot pentru protecția instalațiilor electrice, a mașinilor și a transformatoarelor, contra creșterilor nepermise ale temperaturii. Cel mai simplu releu din această categorie este cel cu contact, care constă dintr-un tub termometric obișnuit, cu rezervor cu mercur, prevăzut cu două contacte legate la un circuit electric. Prin dilatare, mercurul stabilește legătura între contacte, închizînd circuitul de acționare. Acest releu se folosește pentru semnalizarea temperaturii din cuvele cu ulei ale transformatoarelor.

Tot la transformatoarele de putere, pentru semnalizarea temperaturii înfășurărilor și a miezului de fier, se utilizează releele termometrice cu gaz, a căror schemă de principiu este reprezentată în fig. 4.20. Releul este compus din rezervorul *1*, situat în locul a cărui temperatură trebuie controlată, burduful manometric *2* și tubul de legătură *3*. În rezervor se află un lichid special (de exemplu clorură de etil), la o presiune redusă, astfel că o parte din cantitate trece sub formă de gaz în conductă și în burduf. Creșterea temperaturii determină creșterea cantității de vapori, deci a presiunii interioare, ceea ce are ca efect deformarea burdufului. Peste o anumită limită de temperatură, prin intermediul cremalierei *4*, legată de burduf, și a pinionului *5*, contactul mobil *6* este deplasat pînă cînd atinge contactul fix 7, închizîndu-se astfel circuitul electric de acționare. Pe axul burdufului poate fi fixat un ac indicator, pentru citirea temperaturii.

Alte tipuri de relee termometrice sînt bazate pe folosirea termocuplurilor sau a variației unei rezistențe electrice în funcție de temperatură și se folosesc pentru semnalizarea temperaturilor din interiorul înfășurărilor mașinilor și ale transformatoarelor electrice.

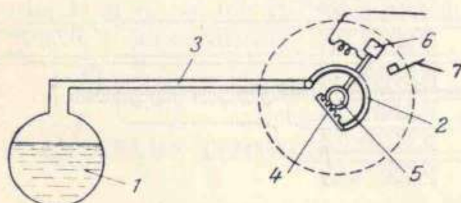


Fig. 4.20. Releu termometric cu gaz.

Releele termometrice cu gaz sau cu termocupluri și rezistențe au o construcție robustă și prezintă multă siguranță și o suficientă precizie în funcționare.

4.8. RELEE STATICE

Au căptat denumirea de relee statice sau electronice întrucît nu au părţi în mişcare (mobile) iar principiul lor de funcţionare se bazează pe fenomene electronice. Elementele cele mai folosite la aceste relee sînt: semiconductoarele şi traductoarele.

În ultimii ani releele statice sau electronice au căpătat o largă întrebuinţare aproape în toate domeniile de activitate. Datorită progreselor realizate în construcţia elementelor lor constructive şi a posibilităţii lor în exploatare s-a trecut intens la înlocuirea multor dispozitive clasice cu scheme electronice sau tranzistorizate. Instalaţiile care se mai construiesc după principiile constructive vechi (electromecanice), conţin în prezent unele îmbunătăţiri sau completări cu elemente statice contribuind prin aceasta la reducerea gabaritului sau ameliorarea substanţială a deficienţelor constatate.

Principalele avantaje ale releelor sau dispozitivelor statice faţă de releele electromecanice pot fi indicate prin:

— consum propriu redus ceea ce atrage şi alte reduceri cum ar fi cel al surselor sau transformatoarelor ce le alimentează;

— gabarite mici, ceea ce face investiţia mai mică;

— realizarea unor scheme cu performanţe superioare celor electromecanice datorită posibilităţilor practice şi teoretice ale limitelor de funcţionare (sensibilitate inerţie, rezistenţă internă, coeficienţi de revenire, consum propriu etc.);

— cheltuieli reduse de exploatare şi întreţinere datorită lipsei de elemente mobile;

— lipsa de influenţă la agenţi chimici industriali şi vibraţii;

— posibilitatea tipizării subansamblelor sau utilizarea unor elemente logice normalizate.

Totuşi releele sau dispozitivele statice au şi unele dezavantaje care nu au putut fi complet eliminate şi care pot fi evidenţiate prin:

— alimentarea separată şi stabilizată mult mai pretenţioase decît releele electromecanice;

— influenţa temperaturii mediului înconjurător ceea ce face să se ia măsuri speciale de climatizare;

— influenţă faţă de şocurile de tensiune, de variaţia capacităţilor din instalaţia proprie sau a celor cu care se leagă;

— scheme sau cablaje complicate deoarece numărul de elemente este mult mai mare decît la relee electromecanice;

— localizare mai dificilă a eventualelor defecte;

— personalul care se ocupă de aceste instalaţii trebuie să aibă cunoştinţe, experienţă şi dotare cu aparate superioare în comparaţie cu cele de pînă la apariţia releelor statice.

Releele de această categorie se pot clasifica la fel ca şi releele electromecanice în mai multe feluri şi anume:

— după felul tensiunilor de alimentare (c. c. sau c.a);

— după tipul constructiv cu tuburi electronice, tranzistori, amplificatoare magnetice, semiconductoare etc.;

— după utilizarea lor în schema respectivă;

— după felul mărimii de intrare și a traductoarelor folosite sau după locul în schema de protecție;

— după numărul mărimilor de intrare și altele.

În cuprinsul acestui subcapitol ne propunem să tratăm cîteva elemente constitutive și relee din această categorie care se întîlnesc frecvent în instalațiile de protecție prin relee și automatizare montate în sistemul energetic.

4.8.1. Semiconductoare și traductoare

Forma constructivă și clasificarea semiconductoarelor sau a traductoarelor folosite azi în tehnica de specialitate este de o mare diversitate și destul de vastă astfel încît nu vom trata decît în parte cele utilizate mai curent. Tuburile electronice nu vor fi prezentate în actuala lucrare deoarece face obiectul altor discipline, de altfel chiar semiconductoarele vor fi tratate destul de sumar și numai acele caracteristici care interesează cel mai mult.

Semiconductoarele sînt corpuri solide cu proprietăți izolante sau conducătoare de electricitate în funcție de temperatură sau alte influențe exterioare lor.

Aceste proprietăți de izolant sau conductor se explică prin variația conductivității în limite foarte mari atunci cînd se exercită asupra lor diferențe de potențial, cîmpuri magnetice, raze luminoase etc.

Materialele de bază folosite pentru semiconductoare sînt corpuri cu structură tetravalentă cum este siliciu și germaniu în care se introduc într-un procent foarte mic alte corpuri (impurități) cu structură pentavalentă cum ar fi fosforul, arsenul, bismutul, ș.a., sau trivalentă cum sînt, borul, galiumul, indiul ș.a. Datorită acestor impurități, proprietățile semiconductoarelor cresc extraordinar de mult făcîndu-le deosebit de utilizabile în tehnica electronică. În funcție de natura impurităților ce se adaugă, stratul de semiconductor devine, de tipul *n* sau donor; sau de tipul *p* sau acceptor *).

Semiconductoarele se construiesc din mai multe straturi de diferite tipuri și în funcție de numărul acestora înlocuiesc cu mult succes lămpile electronice de diferite feluri.

Regiunea de contact dintre două straturi de tipuri diferite se numește *joncțiune.*

Principiul de funcționare al semiconductoarelor realizate din mai multe straturi de tipuri diferite, se bazează pe difuzia electronilor liberi dintr-un strat într-altul atunci cînd sînt sub influența diferențelor de temperatură, tensiune, cîmpuri magnetice sau altele.

Dioda. Este un semiconductor realizat din două straturi p. n. care sînt prevăzute cu cîte o bornă exterioară fiecare. Dacă la cele două borne ale diodei se aplică o diferență de potențial odată într-un sens și apoi în altul se constată o comportare asemănătoare caracteristicei din fig. 4.21, *a* care se explică prin saturarea sau opunerea unei rezistențe în calea curentului atunci cînd pola-

---

*) Se creează așa-numitul gol în legătura valențelor electronice care poate fi negativ sau pozitiv în funcție de natura impurității folosite.

rizarea este inversă și permiterea unui curent (o rezistență mult mai mică) în cazul unei polarizări directe. Această proprietate a diodei o face să fie foarte utilizată, așa cum vom vedea în continuare, în multe scopuri și scheme electrice.

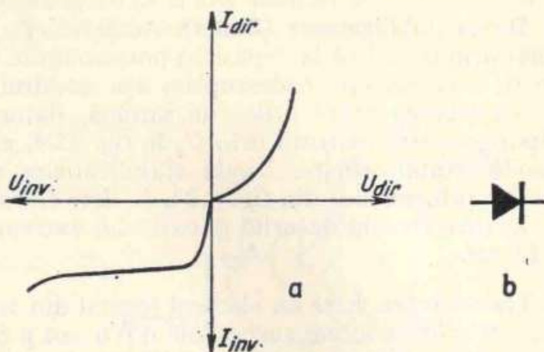


Fig. 4.21. Dioda redresoare: *a* — caracteristica statică; *b* — reprezentare.

Cele mai utilizate diode sînt cele realizate din monocristale de germaniu sau de siliciu, cele din urmă fiind mai avantajoase deoarece prezintă unele caracteristici proprii și rezistență mai bună.

Diodele sînt evidențiate printr-o sumă de caracteristici proprii care în principal sînt:

— curentul direct de lucru și maxim admisibil;

— tensiunea inversă maximă;

— rezistența directă și inversă

Caracteristica statică și reprezentarea diodei este arătată în fig. 4.21.

Utilizarea cea mai frecventă a diodei, este pentru redresarea mărimilor alternative în mărimi proporționale de curent redresat (aproape continuu). Redresarea se poate face după multe tipuri de scheme dar cel mai frecvent folosit în tehnica protecției prin relee este puntea redresoare așa cum se arată în fig. 4.22 În această figură este indicată o redresare în dublă alternantă și

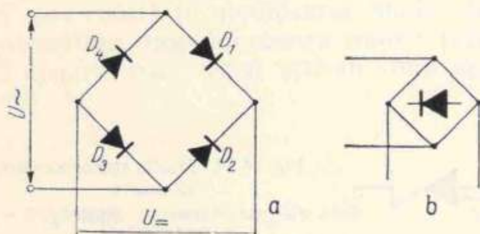


Fig. 4.22. Punte de redresare: *a* — schema; *b* — reprezentare.

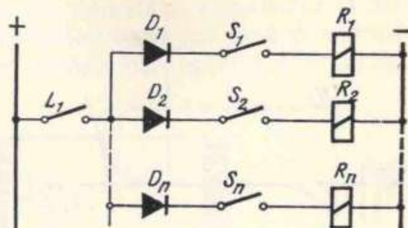


Fig. 4.23. Folosirea diodelor ca separatoare de circuite.

modul cum se reprezintă aceasta în schemele de protecție. În cazurile cînd redresarea nu este deosebit de pretențioasă se folosește și o singură diodă care în această situație redresează numai o semiperioadă.

O altă utilizare, a diodei, mai este și de separare a circuitelor sau de ventil (supapă sau valvă) electric așa cum se arată în fig. 4.23.

Diodele mai au și alte utilizări cum ar fi cel de protecție al elementelor sensibile de exemplu tranzistorii, de scurgere a curenților proveniți din fenomene tranzitorii și altele.

Dioda stabilizatoare (Zener). Aceste diode sînt diferite de cele redresoare numai prin faptul că la depășirea unei anumite tensiuni inverse apare un fenomen de străpungere, nedesruptiv, așa numitul *efect ZENER* care se explică prin extragerea purtătorilor de sarcină, datorită cîmpului electric. Această străpungere este marcată prin U_z în fig. 4.24, *a* care este caracteristica statică a diodei stabilizatoare. Dioda stabilizatoare este reprezentată în schemele electrice prin semnul din fig. 4.24, *b*. Este folosită cu succes în locul tuburilor stabilizatoare vechi datorită gabaritului extrem de mic și al calității de semiconductor.

Tranzistoare. Este un element format din trei straturi de semiconductoare de tipuri diferite avînd succesiune n p n sau p n p. Fiecare strat este terminat cu o bornă exterioară făcînd posibilă folosirea tranzistorului ca și o lampă electronică cu mai mulți electrozi. De regulă stratul din mijloc are o bornă care se numește bază iar celelalte exterioare se numesc *emitor* una și colector cealaltă.

Datorită principiului de funcționare tranzistorul poate înlocui cu mult succes lămpile cu cinci electrozi (pentode).

În comparație cu trioda, poate avea aceleași scheme de funcționare dar cea mai larg utilizată în domeniul nostru este cea cu emitor comun așa cum se vede în fig. 4.25, *b*. Caracteristica sa statică este destul de apropiată de o pentodă și reprezentată în fig. 4.25, *a*. Proprietatea principală a tranzistorului este trecerea dintr-o stare de blocare în stare de conducție și invers, așa numitul *fenomen de comutație*, a circuitului de ieșire (circuitul de colector) cu ajutorul unei comenzi în tensiune sau curent, aplicată la intrare (circuitului de bază). Cînd tranzistorul este blocat punctul de funcționare din curba din fig. 4.25, *a* este în A. Dacă se aplică o creștere de curent pe bază sau o tensiune negativă pe aceasta, la valoarea i_{B5} de exemplu, punctul de funcționare trece în B și tranzistorul se comută, intră în regim de conducție (prin colector va circula

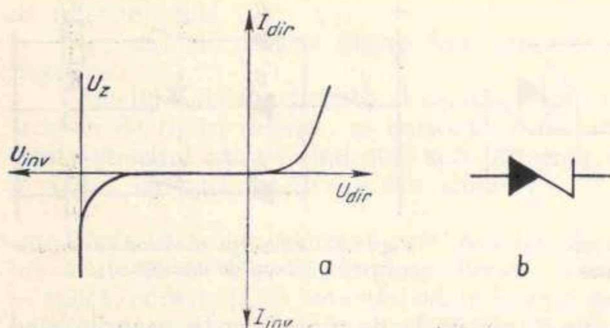


Fig. 4.24. Dioda stabilizatoare (Zener):
a — caracteristica statică; b — reprezentare.

curent). În funcție de valoarea rezistenței R_c din fig. 4.25, *b* curentul din colector va fi mai mare sau mai mic adică punctul de funcționare va fi în B sau în C. Regimul de conducție rămîne același chiar dacă curentul din bază crește,

adică prezintă o saturaţie. Scăderea curentului sau tensiunii din bază sub o anumită valoare duce la starea iniţială, adică la blocarea trazistorului (în fond aducerea valorilor spre polul pozitiv).

În scheme, tranzistoarele se folosesc şi în alte moduri decît cel cu emitor comun aceasta în funcţie de necesităţile acestuia.

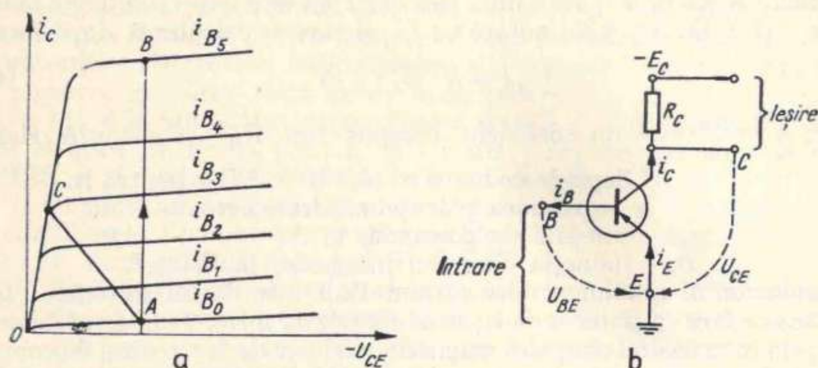


Fig. 4.25. Tranzistor folosit în schema cu emitor comun: *a* — caracteristica statică; *b* — reprezentare.

Funcţionarea la saturaţie a tranzistoarelor în schemele de comutaţie aduce unele avantaje în privinţa perturbaţiilor la mărimile de ieşire dar şi unele dezavantaje la timpul de revenire în starea iniţială.

Elemente şi traductoare Hall. Sînt plăcuţe semiconductoare de o anumită formă de regulă dreptunghiulare vezi fig. 4.26, care atunci cînd sînt parcurse de un curent i_c (de la *1* la *2*) şi plasate într-un cîmp magnetic de inducţie B_e perpendicular pe acestea, creează un cîmp electric, orientat spre feţele laterale *3*—*4*, o forţă electromotoare E_i sau în exterior o tensiune U_H.

Se bazează pe aşa-numitul *efect Hall* care este un efect galvanomagnetic şi care constă în modificarea liniilor de cîmp ale densităţii curentului şi ale intensităţii cîmpului electric dintr-o placă semiconductoare parcursă de curent şi dispusă transversal într-un cîmp magnetic. Consecinţa acestor modificări

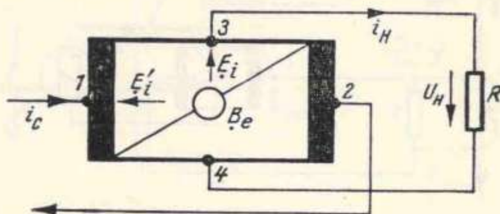


Fig. 4.26. Element (sondă) Hall.

este apariţia unei diferenţe de potenţial între unele puncte ale plăcuţei care sînt echipotenţiale în lipsa cîmpului magnetic sau a curentului electric.

În practică, plăcuţele au dimensiuni diferite cu un anumit raport între laturi dar de regulă grosimile sînt foarte mici (s-au obţinut valori de ordinul

a 10 microni). Materialele întrebuinţate cel mai frecvent sînt aliajele intermetalice de indiu-arseniu (In—As), indiu-stibiu (In-Sb), germaniu (Ge), selenura şi telerura de mercur (Hg Se şi Hg Te) şi altele.

Un traductor Hall se compune dintr-un element (plăcuţă sau sondă) Hall şi un circuit magnetic în care este plasată sonda.

Caracteristica principală a unui element Hall este tensiunea în gol la ieşire (bornele *3* şi *4* din fig. 4.26) notată cu U_H şi care se calculează după formula

$$U_{H0} = k \cdot B_e \cdot i_c \,[\mathrm{V}] \qquad (4.24)$$

în care: $k = \frac{R_H}{\delta}$ este un coeficient compus din R_H — constantă Hall ce depinde de material (4,7 10^{-4}m^3/C — pentru In—Sb) şi δ — grosimea plăcuţei semiconductoare în m;

i_c — curentul de comandă, în A;

B_e — inducţia cîmpului magnetic, în Wb/m^2.

Randamentul maxim al elementului Hall este destul de scăzut (circa 0,17), ceea ce face ca puterea de ieşire să fie relativ mică. Transferul de putere se face prin intermediul cîmpului magnetic, exclusiv de la circuitul de comandă (circuitul de curent care parcurge plăcuţa) la circuitul de ieşire (sarcină).

Circuitul magnetic în care este plasată sonda asigură fluxul magnetic şi omogenizarea lui în zona elementului Hall. Acest circuit este realizat din materiale feromagnetice şi prevăzut cu una sau mai multe înfăşurări electrice. Circuitul magnetic împreună cu sonda Hall formează un traductor Hall.

Traductoarele Hall sînt realizate pe scară industrială şi au diferite performanţe şi utilizări. În schemele de protecţii acestea sînt folosite pentru realizarea releelor direcţionale (fig. 4.27), relee de impedanţă, scheme de control a defazajelor, amplitudinilor, măsurarea intensităţilor de curent continuu, înregistrări magnetice şi altele.

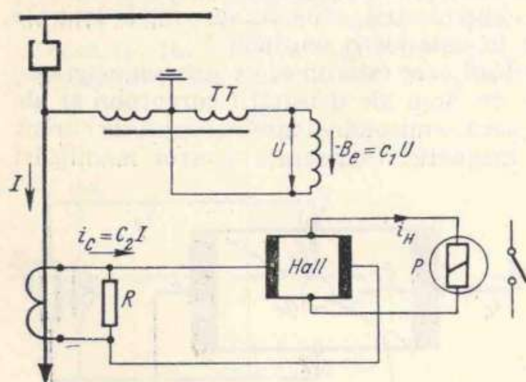


Fig. 4.27. Schema simplificată a unui releu direcţional cu traductor Hall şi releu polarizat.

Alte caracteristici ale traductoarelor Hall sînt: tipul, sensibilitatea, tensiunea nominală în gol, inducţia nominală a cîmpului, curentul de comandă şi rezistenţele elementului, longitudinală, transversală şi de zero.

Traductoarele de ultimul tip sau cele care servesc pentru măsurări de precizie sînt prevăzute cu diferite dispozitive de compensare a tensiunilor pertur-

batoare. Principalele tensiuni perturbatoare sînt de natură termoelectrică, inducție, tensiune de zero (în lipsa inducției magnetice și a deformațiilor dimesionale ale materialului apare o tensiune inițială) etc.

Tiristoare. Sînt semiconductoare realizate îndeosebi din monocristale de siliciu cu patru straturi și trei electrozi utilizate ca redresoare comandate. Sînt elemente de mare putere fapt care le fac folosibile la blocurile de ieșire ale protecțiilor electronice. Utilizarea cea mai frecventă este la excitațiile moderne pentru grupurile electrice de mare putere.

În fig. 4.28 sînt date: caracteristica statică $I = f(u)$ a unui tiristor cu patru straturi de forma p.n.p.n. și cu trei joncțiuni așa cum se vede în fig. 4.28, *a* și modul de reprezentare în scheme (fig. 4.28, *b*).

Tiristoarele au două stări și anume: de conducție și de blocare, la fel ca și tranzistoarele. Comutarea din stare de blocare în stare de conducție se poate obține în două moduri care pot fi:

— depășirea tensiunii de alimentare la bornele *1* și *2* (anod și catod) într-un singur sens peste o anumită valoare notată cu U_{max} în fig. 4.28, *b*.

— aplicarea unui impuls de polaritate pozitivă la electrodul *3* din fig. 4.28, *b* denumit și *poartă*.

Anularea stării de conducție se face numai din tensiunea de alimentare prin scădere sau inversare.

Valoarea impulsului de la electrodul poartă (3) modifică valoarea tensiunii de alimentare la care se comută tiristorul în sens invers adică cu cît U_p (tensiune de poartă) este mai mare cu atît tensiunea de alimentare este mai mică.

Tiristorul se aseamănă cu tiratronul în ceea ce privește modul de funcționare.

Caracteristicile mai importante ale tiristoarelor sînt:

— curentul direct maxim;
— tensiunea directă și inversă maximă;
— curentul de comandă;
— timp de comutare direct și invers.

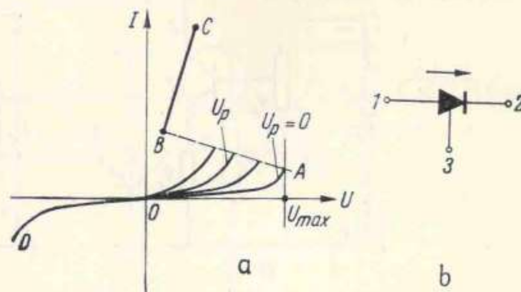


Fig. 4.28. Tiristor: *a* — caracteristica $I = f(u)$; *b* — reprezentare.

Alte elemente semiconductoare folosite în protecție. Sînt cele cu efect magnetorezistiv. Acestea se aseamănă cu elementele Hall dar cu altă formă (rotundă) și alte caracteristici.

Principiul este același bazat însă pe alt fenomen și anume scăderea vitezei medii a electronilor în direcția cîmpului electric; aceasta duce la creșterea

rezistivității și a rezistenței plăcuței semiconductoare. Între cei doi electrozi apare o tensiune dependentă de valoarea cîmpului magnetic sau a cîmpului electric.

Aceste elemente se folosesc în același scop și mod ca elementele Hall.

4.8.2. Scheme de relee electronice

În cazul releelor electromagnetice folosite la protecțiile maximale, de curent de exemplu, acționarea se petrece în momentul depășirii valorii reglate. Putem spune că releul compară mărimea controlată, respectiv curentul în exemplul nostru, cu o mărime de referință constantă ce se poate regla inițial cu ajutorul unui resort.

Valoarea reglată, de referință, se poate echivala cu un prag sau cu un nivel critic deoarece la atingerea acestei valori are loc acționarea. Releele electronice care realizează aceleași funcțiuni au căpătat denumirea de *detector de nivel critic* sau *discriminator de amplitudine*.

Întocmai ca și releele electromagnetice, cele electronice pot avea una sau mai multe mărimi de intrare. Din acest punct de vedere putem distinge două mari categorii de relee electronice și anume:

— relee cu o singură mărime de intrare,
— relee cu două sau mai multe mărimi de intrare.

În categoria releelor cu o singură mărime de intrare se cuprind toate acelea care folosesc o schemă simplificată ca în fig. 4.29. După cum se vede în fig. 4.29, detectorul de nivel critic realizat cu ajutorul unui tranzistor *T*

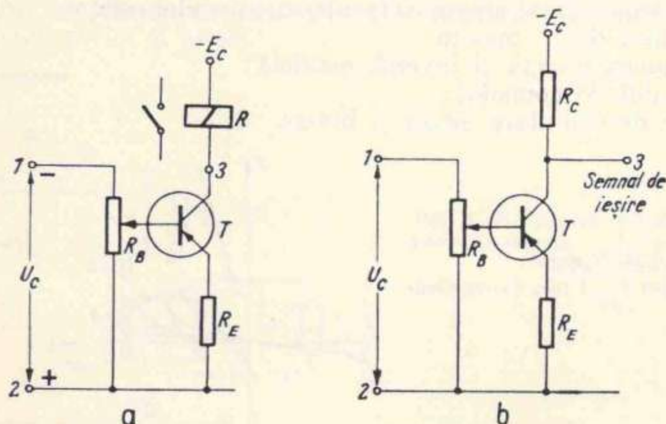


Fig. 4.29. Releu electronic cu o mărime (tensiune): *a* — cu armătură; *b* — fără armătură.

alimentat în scheme cu emitor comun, sesizează valoarea ce depășește tensiunea de intrare U_c la bornele *1* și *2* în modul următor:

În lipsa tensiunii la bornele *1* și *2* sau apariția acesteia sub limita critică, tranzistorul este blocat, nu circulă curent prin borna *3* (prin colector).

În momentul în care tensiunea U_c la bornele *1* și *2* crește peste valoarea critică tranzistorul *T* se deblochează și prin borna *3* ca și prin releul electromagnetic *R* trece un curent care-l face să acționeze. Rezistența R_B îndeplinește două roluri și anume: unul de limitare a curentului prin circuitul emitor, colector și bobina releului și altul, de prag sau nivel de deblocare a tranzistorului, este de fapt o mărime de referință indirectă. În unele scheme mai evoluate se utilizează o diodă Zener care joacă și un rol de stabilizator de tensiune în locul rezistenței R_B din această schemă. Acționarea releului *R* în cazul fig. 4.29, *a*, duce la modificarea contactelor sale adică la transmiterea unui semnal de ieșire a acestui releu electronic. Schema aceasta reprezintă un releu electronic de tensiune maximă cu tranzistor și cu releu electromagnetic. Reglajul valorii de lucru a releului se poate face din modificarea poziției cursorului de la potențiometrul R_B.

În fig. 4.29, *b* este reprezentat un releu identic ca principiu dar care la ieșire transmite un semnal de tensiune deoarece nu folosește un releu electromagnetic. Acest gen de schemă se folosește cu succes în scheme logice sau tot electronice. În final semnalul de ieșire la borna *3* este negativ atunci cînd releul electronic nu acționează (tranzistorul este blocat) și pozitiv atunci cînd releul acționează (tranzistorul este deblocat deci conduce un semnal pozitiv la borna *3*).

O schemă mai completă a unui releu electronic, maximal de curent cu diodă Zener, este arătată în fig. 4.30. În această schemă valoarea de intrare este un curent secundar *i* care este proporțional cu curentul primar *I* (prin intermediul transformatorului de curent *TC*) și care este redresat în puntea *PR* de unde se transmite sub formă de tensiune redresată la intrarea în releu. În continuare schema funcționează după principiul descris mai sus. Circuitul R_Z și dioda Zener funcționează ca un stabilizator de tensiune pentru emitorul tranzistorului de fapt limitator pentru înfășurarea releului electromagnetic. Este necesară utilizarea acestei limitări pentru cazurile de acționare a releului electronic în regim de scurtcircuit maxim momente în care tensiunile redresate la intrare pot atinge valori foarte mari și ar pune în pericol de distrugere tranzistorul sau releul electromagnetic. Se știe că la scurtcir-

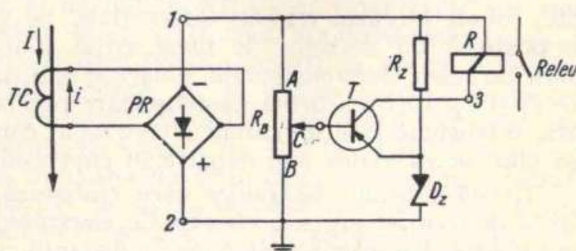


Fig. 4.30. Releu electronic de curent cu diodă Zener.

cuite în regim maxim valorile curenților pot fi destul de mari cu toate că fenomenul de saturație al transformatoarelor de curent ar trebui să-l limiteze (limitele pot fi de 30—50 ori curentul nominal).

Trebuie reținut faptul că releele electronice cu o mărime de intrare pot fi realizate și cu scheme mai complicate decît cele descrise sumar în acest

subpunct. Schemele se întocmesc în funcţie de utilizarea releului instalaţiei sau de mărimea de intrare a acestuia. Un exemplu de releu electronic cu o mărime de intrare dar cu o schemă mai complicată este releul maximal temporizat pe care îl tratăm la alt subcapitol.

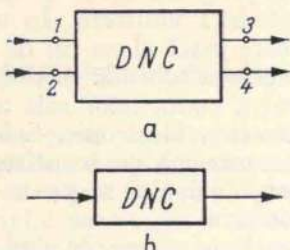


Fig. 4.31. Schemă bloc a releului electronic: *a* — cu toate bornele; *b* — cu sensul de funcţionare.

În unele scheme foarte complicate releele electronice se mai reprezintă şi printr-un dreptunghi aşa cum se arată în fig. 4.31.

În categoria releelor cu mai multe mărimi de intrare se cuprind de fapt scheme care folosesc mai multe elemente. Elementul principal în această categorie este aşa numitul comparator de amplitudine în unele cazuri sau detectoarele de fază în alte cazuri.

Prin *comparator de amplitudine* înţelegem o schemă care realizează compararea (cîntărirea) a două mărimi electrice numai ca amplitudini adică mărimea absolută (modulul unui fazor de exemplu). Compararea se poate face între mărimi alternative sau continuie. De fapt mărimile alternative se redresează şi apoi se unesc galvanic atunci cînd dorim să le comparăm direct. Acesta este cazul releelor diferenţiale sau de distanţă în anumite situaţii. Acest gen de releu se mai numeşte uneori şi *releu balanţă* deoarece el sesizează şi raportul dintre două sau mai multe mărimi. Compararea se mai poate face şi prin intermediul fluxurilor magnetice ale mărimilor de intrare dar acest caz nu interesează în capitolul de faţă.

În fig. 4.32 este arătat un comparator de amplitudine cu mărimi redresate, folosit în cazul releelor diferenţiale. Se vede că prin releul electronic, ce poate fi un detector de nivel critic simplu (tot aşa de bine se poate folosi un releu electromagnetic, polarizat sau de alt tip), trece diferenţa dintre I_1 şi I_2. Într-o schemă asemănătoare putem folosi diferenţa sau raportul între o tensiune U şi un curent I ceea ce ar conduce la un releu de distanţă aşa cum se va vedea mai departe în cuprinsul acestei cărţi.

Există scheme electronice care realizează compararea de amplitudine direct în tranzistoare sau elementele electronice, fără punte redresoare sau traductoare. Un exemplu de releu de distanţă cu tranzistoare în loc de redresoare se arată în fig. 4.33.

Prin *detector de fază* se înţelege o schemă care permite sesizarea diferenţelor fazoriale a două mărimi alternative (compararea a două argumente ale mărimilor alternative). Un exemplu de detector de fază tratat de noi este releul direcţional de inducţie sau cel din fig. 4.27 realizat cu traductor Hall. Schemele în care se realizează detectoarele de fază cu ajutorul semi-

conductoarelor (diode sau tranzistoare) sînt multiple și destul de complicate. Schema releului direcțional tranzistorizat realizat la noi în țară se dă mai departe la capitolul protecții direcționale în rețele electrice.

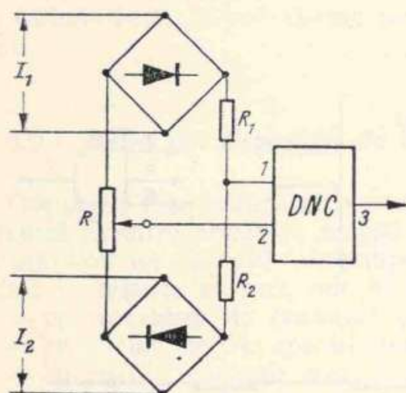


Fig. 4.32. Releul electronic cu două mărimi (diferențial).

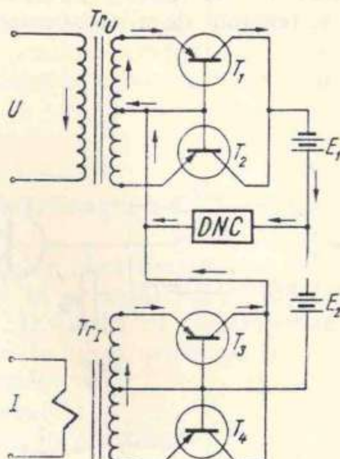


Fig. 4.33. Comparator de amplitudine cu tranzistori (releu de distanță).

4.8.3. Elemente logice

Sînt circuite realizate din semiconductoare (diode și tranzistoare) rezistențe și capacități cu ajutorul cărora se obțin funcții logice, din logica booleeană (în sistem binar) și care în final pot înlocui, contacte, scheme, relee etc.

Un exemplu de înlocuire a releelor și contactelor electromecanice cu circuite sau module logice este arătat în fig. 4.34.

Principiul de funcționare al modulului NICI este următorul: atît timp cît la intrările *2, 4, 6* nu există tensiune (semnal standardizat) sau există tensiune pozitivă (semnal „0" în codul binar adoptat), la borna de ieșire *1* este tensiune negativă (semnal standard „1" în codul binar). Aceasta este posibil deoarece tranzistorul este blocat, semnalul negativ „1" la ieșire provine de la polul E_c prin rezistența de sarcină R_c. Din fig. 4.34, *a* se vede că rezistența R_B asigură blocarea tranzistorului și în lipsa tensiunilor la intrare, prin aducerea unui semnal pozitiv de la E_B la baza tranzistorului. Pentru trecerea în conducție sau în starea de saturație a tranzistorului este suficient să apară un singur semnal (sau toate) la una din intrări. Elementul prezentat, transmite un semnal standard negativ („1" în cod binar) atunci cînd la NICI una din intrări nu are același semnal. De asemenea în fig. 4.34, *c* se poate vedea schema de înlocuire a releelor electromecanice prin modulul logic de tipul NICI expus mai sus. În acest exemplu se vede cît de mare este diferența în ceea ce privește gabaritul, schema și alte particularități dintre cele două principii electromecanice și statice.

În țara noastră s-a proiectat și realizat un sistem unificat de elemente logice determinate UNILOG care din punct de vedere funcțional au adoptat ca element de bază modulul NICI. Sistemul alcătuit din aceste elemente reprezintă un tot unitar deoarece folosește semnale, impedanțe de intrare, sarcini și tensiuni de alimentare standardizate.

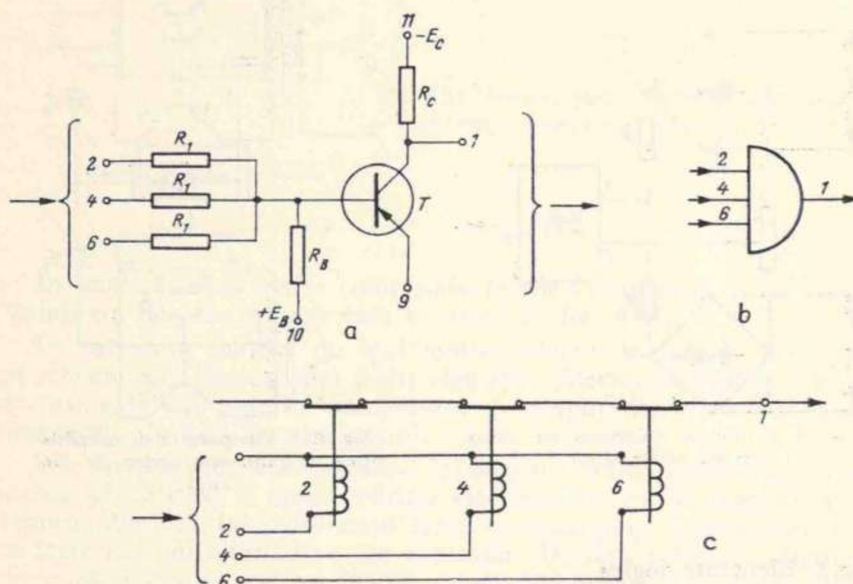


Fig. 4.34. Elementul logic de tipul NICI:

a — schema interioară a elementului; *b* — reprezentarea elementului; *c* — schema echivalentă cu relee și contacte

Prin combinarea elementelor de bază de tipul NICI se obțin tot felul de funcțiuni logice complete sau elemente (și, sau, nu, memorie ș.a.) care pot realiza circuitele statice de blocare comutație, timp sau amplificatoare necesare instalațiilor de protecție, comandă și semnalizare.

4.9. DISPOZITIVE DE TEMPORIZARE

După cum se va arăta în capitolele următoare unul dintre factorii importanți care intervin în reglarea și funcționarea instalațiilor de protecție este *timpul de acționare* al acestora. Deoarece releele de măsură ale schemelor de protecție (relee de curent, de tensiune, direcționale etc.) își închid contactele cu un timp propriu foarte mic (între 0,02 și 0,1 s), pentru crearea temporizărilor necesare acționării selective a protecției în ansamblu s-au construit dispozitive speciale de temporizare. Acestea pot fi realizate cu temporizare la acționare sau la revenire.

Temporizarea necesară se poate obține în mai multe moduri, dintre care cele mai importante sînt: cu relee electromagnetice, cu relee termice, cu scheme electronice și cu motoare electrice. Folosirea unuia sau a altuia dintre sisteme depinde de limitele de timp dorite, de siguranța și de precizia necesară cum și de specificul schemei respective din instalația de protecție. Fiecare dintre sistemele enumerate prezintă avantaje și dezavantaje care trebuie luate în considerare pentru alegerea celei mai corespunzătoare soluții.

4.9.1. Relee sau dispozitive de timp electromagnetice

Obținerea temporizării cu ajutorul releelor electromagnetice se bazează pe faptul că între armătura mobilă a releului și contactul (contactele) său este prevăzut un dispozitiv de temporizare. Dispozitivul de temporizare este realizat în diferite moduri, cele mai frecvente fiind următoarele:

— cu mecanism de ceasornic (orologerie);
— cu circuit electric special (condensatoare);
— cu circuit magnetic special sau spire în scurtcircuit.

Relee cu mecanism de ceasornic. Cel mai mult folosit în instalațiile de protecție este sistemul cu mecanism de ceasornic (roți dințate și balansoar) a cărui schemă de principiu (simplificată) este arătată în fig. 4.35.

Un astfel de releu, cu temporizare la închidere, este compus dintr-un electromagnet *1*, a cărui armătură *2* este legată prin pîrghia *3* cu sectorul dințat *4*, care se poate roti în jurul punctului *0*. Asupra sectorului *4* mai acționează resortul spiral antagonist *5*. Pornirea sectorului dințat pune în

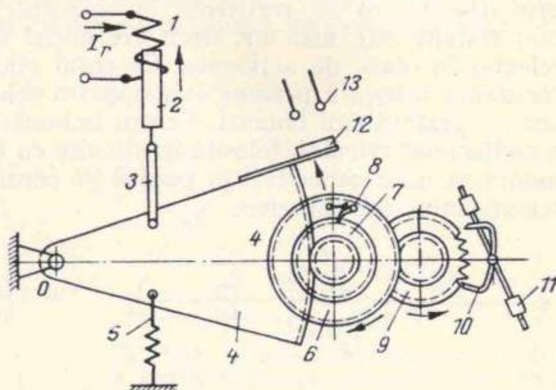


Fig. 4.35. Schema simplificată a mecanismului de ceasornic al unui releu de tip electromagnetic.

mișcare roțile *6*, *7* și 9 în modul următor: sub acțiunea electromagnetului *1*, cînd acesta este parcurs de curent, roata 7 tinde să se rotească în sensul indicat de săgeată, însă este oprită deoarece prin dinții săi oblici este blocată de clichetul *8*, fixat în roata *6* și care nu permite mișcarea liberă decît în sens invers (pentru revenire în poziția inițială). În acest fel deplasarea

sectorului *4* determină pornirea roții *6* care la rîndul ei este angrenată cu roata dințată 9. Aceasta însă nu permite mișcarea întregului angrenaj decît după parcurgerea, dinte cu dinte, a danturii sale, datorită sistemului de ancoră *10* și a balansierului cu contragreutate *11*. În felul acesta, sectorul dințat *4* avansează cu o viteză determinată, pînă la sfîrșitul cursei, cînd se stabilește contactul mobil *12* și contactele fixe *13*.

Temporizarea releului poate fi reglată între limite largi, prin modificarea cursei sectorului dințat *4*, și în limite foarte mici, prin modificarea contragreutăților *11* ale balansierului. Dacă se schimbă sensul oblicității dinților roții *7* și a clichetului *8*, releul are temporizare la revenire.

În practică se folosesc relee de timp bazate pe principiul descris, la care mecanismul de ceasornic, releul electromagnetic sau contactele diferă de la un constructor la altul. Temporizările obținute cu ajutorul acestui sistem sînt de ordinul a 0,5—20 s, cu o precizie destul de mare (cu excepția primei părți a scării). Precizia temporizării nu depinde la acest tip de releu de nici un factor extern, avantaj datorită căruia el este cel mai mult folosit în schemele de protecție și automatizare la care aceasta se impune.

La releele de timp electromagnetice, ca și la altele, se folosesc unele particularități de schemă pentru mărirea stabilității termice a înfășurării și a micșorării timpului de acționare. În acest sens, la acționare releul folosește un flux mai puternic (prin mărirea curentului, respectiv a t.m.m.) ceea ce face să scadă timpul propriu de lucru. După acționare, pe tot timpul funcționării releului fluxul, respectiv curentul prin înfășurare este scăzut, pînă la limita admisibilă din punct de vedere termic, dar imediat superioară valorii de revenire. Cele expuse mai sus se realizează cu o schemă de tipul celei din fig. 4.36. După cum se vede în această schemă releul folosește un c.n.î. (notat cu *RT*) care șuntează rezistența *R* numai la pornire. După acționarea armăturii mobile a releului, contactul *RT*, înseriază prin deschiderea sa, rezistența în circuitul înfășurării, astfel încît curentul nou stabilit este mai mic decît cel inițial dar suficient pentru menținerea releului în stare de acționare. Curentul stabilit în circuitul înfășurării, cu rezistența inseriată permite funcționarea releului timp îndelungat fără pericolul supraîncălzirii bobinei. Pentru îmbunătățirea condițiilor de funcționare a contactelor releului, folosite în circuite cu influență inductivă, se utilizează montarea unor capacități în paralel pe contactele acestuia pentru reducerea fenomenului de scînteiere.

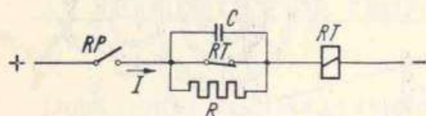


Fig. 4.36. Schemă de mărirea stabilității termice a înfășurării releului de timp.

Releu cu condensator. Realizarea temporizărilor cu ajutorul schemelor electrice speciale în care se folosesc proprietățile de încărcare și descărcare a condensatoarelor electrice, este o altă metodă destul de frecvent folosită în acest domeniu. Aceste scheme sînt arătate în fig. 4.37.

Într-adevăr dacă considerăm o schemă ca în fig. 4.37, *a* în care se neglijează parametrii proprii înfășurării releului *RT*, și pentru o tensiune

de alimentare, constantă de valoare E, vom avea o variație de curent i prin circuitul format din condensatorul C și rezistența R, așa cum se arată în fig. 4.38. Evident că valoarea curentului i variază în timp și se poate deduce cu relația

$$i = \frac{E}{R} e^{-\frac{t}{RC}} \tag{4.25}$$

în care: i este curentul în circuitul condensatorului;

R și C — valorile constante ale rezistenței și condensatorului circuitului (RC se mai numește și *constanta de timp a circuitului*);

t — timpul de încărcare a condensatorului.

Acționarea releului este provocată de o tensiune U de la bornele condensatorului, în cazul discutat și care variază după o curbă arătată în fig. 4.38. Relația de calcul a tensiunii la bornele condensatorului și deci a releului este de forma

$$U = E\left(1 - e^{-\frac{t}{RC}}\right) \tag{4.26}$$

în care U este tensiunea aplicată înfășurării releului.

Presupunînd că releul acționează la o valoare de tensiune cunoscută atunci singura necunoscută din formulă rămîne timpul care se explicitează după următoarea relație:

$$t = RC \ln\left(1 - \frac{U_{act}}{E}\right). \tag{4.27}$$

Din cele arătate mai sus se reține că timpul de acționare al releului depinde de cîțiva factori cei mai importanți fiind valorile lui R și C. Aceștia sînt direct proporționali cu timpul și invers proporționali între ei.

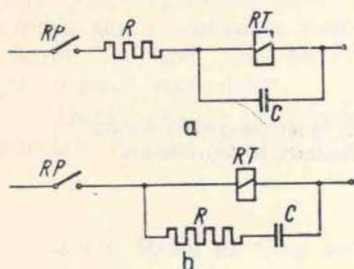


Fig. 4.37. Releul electromagnetic cu temporizare prin condensator.

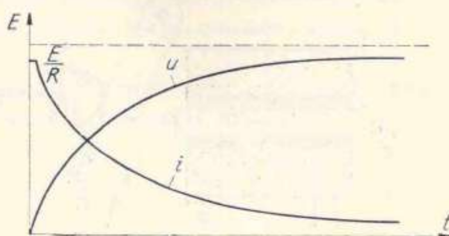


Fig. 4.38. Variația curentului și a tensiunii de încărcare a condensatorului în serie cu o rezistență.

În realitate situația este mai complexă deoarece fenomenul tranzitoriu care se petrece în acest circuit este influențat și de parametrii proprii ai înfășurării releului. Folosirea unei scheme ca în fig. 4.37, *a* sau *b* se face pentru obținerea temporizărilor la închidere.

Pentru ca sensibilitatea releului să rămînă între limite convenabile, valoarea rezistenței trebuie să fie mică. În acest caz, pentru a se obține o temporizare mare [v. relațiile (4.27)] este necesară o capacitate de valoare mare, care este scumpă și cu gabarit mare. În general, pentru relee electromagnetice cu armături obișnuite, folosind condensatoare de ordinul 1—100 μF se pot obține temporizări pînă la 10 s dacă se rebobinează în mod corespunzător înfășurarea.

Dezavantajele cele mai principale la aceste tipuri de relee sînt datorită unei precizii scăzute. Influențele negative se produc în momentul variației de tensiune la sursa de alimentare (notată cu E în formulele de mai sus), care conduc la modificarea sensibilă a timpului.

Releu cu spiră în scurtcircuit. Realizarea temporizărilor cu ajutorul modificării circuitelor magnetice la aceste relee se obține în mai multe moduri. Cele mai folosite variante sînt:

— cu înfășurări suplimentare în scurtcircuit pe aceeași armătură;

— cu inele sau tuburi de cupru în scurtcircuit (tuburi amortizoare).

În fig. 4.39 este arătat un releu electromagnetic cu tub amortizor care realizează temporizarea la închidere după varianta ultimă. Tubul amortizor notat cu *2* în fig. 4.39 constă din mai multe inele de cupru, dispuse pe armătura fixă a releului, coaxiale cu bobina principală de excitație *1* a releului. În prima variantă locul inelelor poate fi luat de o înfășurare specială legată în scurtcircuit.

Acest sistem nu modifică sensibilitatea releului însă are dezavantajul că mărește dimensiunile acestuia.

Principiul de obținere a temporizării se bazează pe interacțiunea dintre două circuite cuplate magnetic. În acest caz variația curentului în bobina principală notat cu i_p și în cea de amortizare notat cu i_a este dată în fig. 4.40.

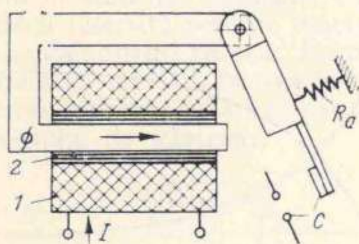


Fig. 4.39. Releu electromagnetic temporizat cu înfășurare în scurtcircuit.

Dacă se neglijează scăpările (constantă de timp a fluxului de scăpări nulă) și se consideră un cuplaj bun (practic să fie o cantitate de cupru în amortizare echivalentă cu cea din bobina principală) atunci relația de variație a curenților la închidere va fi:

$$i_\mu = i_p + i_a = I\left(1 - e^{-\frac{R}{L+M}t}\right) \tag{4.28}$$

în care: i_μ este curentul necesar magnetizării circuitului magnetic;

i_p — curentul în înfășurarea principală a releului;

i_a — curentul în înfășurarea de amortizare;

R, L și M — parametrii înfășurărilor și anume, rezistența R, inductanța L și coeficientul de inducție mutuală M;

t — timpul;

I — curentul stabilizat prin înfășurarea principală.

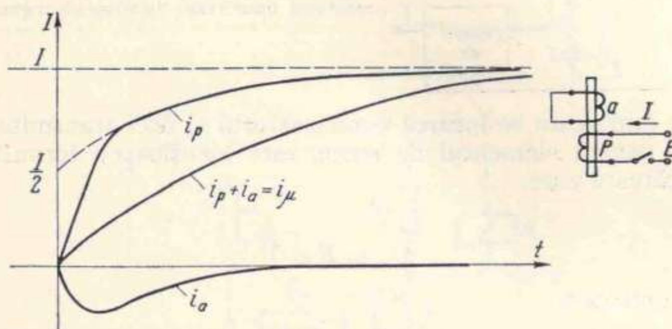


Fig. 4.40. Variația curenților la închidere, în înfășurările releului electromagnetic cu spire de amortizare.

Pentru cazul discutat mai sus, explicitînd timpul vom găsi relația

$$t = \frac{L + M}{R} \cdot \ln\left(1 - \frac{i_\mu}{I}\right) \tag{4,29}$$

Temporizarea obținută prin aceste modificări nu se poate regla atît de ușor (necesită modificarea numărului de spire în cazul înfășurării în scurtcircuit sau modificarea numărului de inele în scurtcircuit la tuburi amortizoare). Valoarea temporizărilor realizate cu ajutorul acestor variante este de ordinul secundelor.

Dezavantajele principale sînt de aceeași natură ca la releele cu circuite speciale în plus acestea au gabarite și greutăți proprii mai mari.

4.9.2. Relee de timp termice

Acestea sînt de tipul releelor cu bimetal, care au fost descrise mai sus, cu precizarea că pentru menținerea unui timp constant este necesar ca bimetalul să fie parcurs de un curent constant și să fie plasat într-un mediu în care temperatura să nu varieze sensibil. Temporizarea acestor relee este cuprinsă între limite foarte largi (de la 20 pînă la 300 s și chiar mai mult).

Datorită erorilor destul de mari (peste 15%) și a dezavantajelor menționate, utilizarea acestor tipuri de relee este destul de rară.

4.9.3. Relee de timp cu scheme electronice

Principiul de obţinere a temporizării este apropiat de cel în care se folosesc condensatoarele electrice ca element de bază. Circuitul principal în care se formează temporizarea este reprezentat schematic în fig. 4.41.

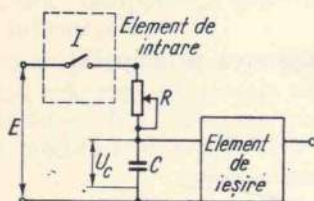


Fig. 4.41. Schema de principiu a elementelor unui releu de timp electronic.

Relaţia după care se încarcă condensatorul şi deci transmite mai departe mărimea pentru elementul de ieşire, este identică cu formula (4.26) iar pentru descărcare este

$$U_c = E\, e^{-\frac{t}{RC}}, \tag{4.30}$$

de unde timpul va fi

$$t = RC \ln \frac{U_c}{E}. \tag{4.31}$$

Luînd în discuţie fiecare element al releului de timp electronic se poate arăta că:

— În calitate de element de intrare se poate folosi contactele unui releu sau o schemă logică care să-l înlocuiască pe acesta.

— În calitate de element de ieşire se pot folosi mai multe posibilităţi şi anume:

— înfăşurarea unui releu intermediar în care caz se cade peste soluţia descrisă mai sus la relee cu circuite speciale (cu condensatoare);

— tub electronic care să permită la rîndul său acţionarea unui releu foarte sensibil, fig. 4.42, *a*;

— tuburi cu neon înseriate cu înfăşurarea unui releu, fig. 4.42, *b*;

— tranzistoare care să acţioneze un releu, fig. 4.42, *c*;

— tranzistoare în scheme speciale de înlocuirea contactelor.

În realitate schemele sînt mai complicate deoarece trebuie luate unele măsuri speciale pentru a putea realiza aceleaşi funcţiuni şi grad de precizie ca la releul de timp realizat pe cale mecanică. Cerinţele cele mai importante în acest sens, pot fi următoarele:

— independenţa temporizării faţă de sursa de alimentare;

— revenirea în stare iniţială a releului într-un timp foarte scurt.

— repetarea acţionării la valoarea stabilită de temporizare;

— reglaj fin şi sigur al timpului de lucru.

Cîteva soluţii care să răspundă la cerinţele necesare unui releu de timp, cît mai complet sînt arătate în schema din fig. 4.43. În această schemă se foloseşte ca element de ieşire cu detector de nivel critic cu circuit basculant

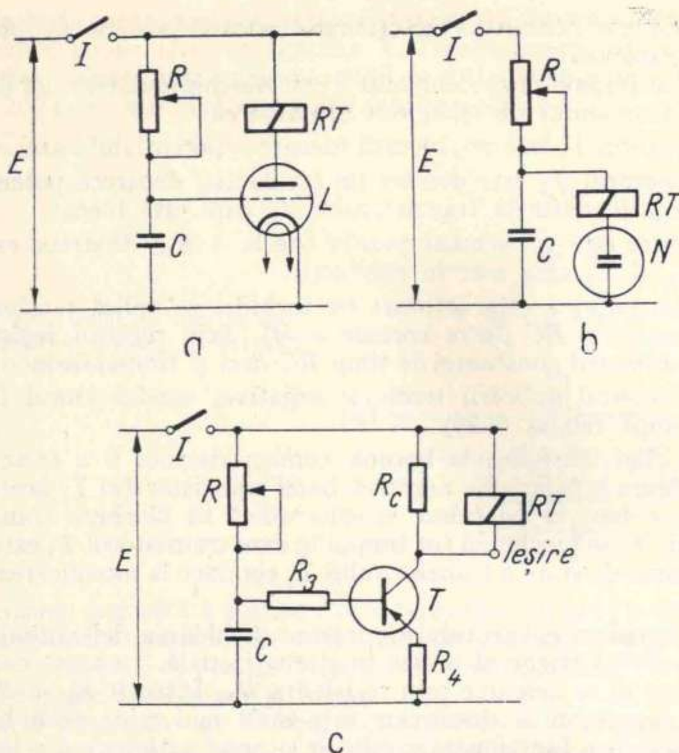


Fig. 4.42. Scheme de principiu a releului de timp electronic;
a — cu tuburi electronice; *b* — cu tub cu neon; *c* — cu tranzistor.

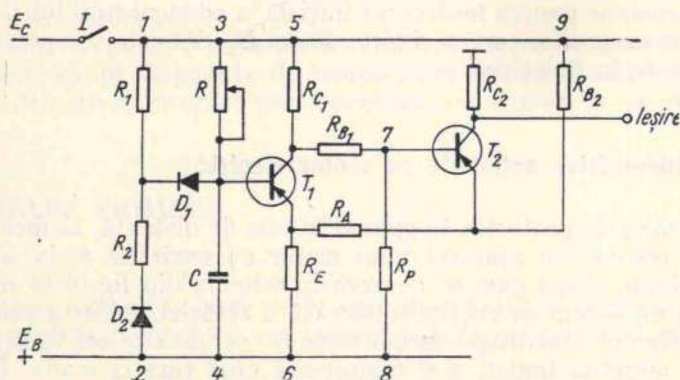


Fig. 4.43. Schema unui releu de timp cu temporizare independentă folosind două tranzistoare.

Schmitt (triggere Schmitt). Funcționarea acestei scheme se poate explica după cum urmează.

În starea inițială cînd elementul I este deschis situația celor două tranzistoare și a semnalului de ieșire este următoarea:

— trazistorul T_1 în stare blocată (deoarece potențialul bazei este pozitiv)

— tranzistorul T_2 este deschis (în conducție) deoarece potențialul bazei sale este negativ datorită tranzistorului T_1 care este blocat;

— la ieșire este un semnal pozitiv (de la $+E_B$) deoarece există circuit prin R_E, R_A și T_2 care este în conducție.

Cînd elementul I este acționat (se închide) se aplică tensiune negativă ($-E_c$) pe circuitul RC (între bornele *3*—*4*). Prin reglajul rezistenței R se modifică parametrii constantei de timp RC deci și timpul de lucru al releului.

Din momentul aplicării tensiunii negative, condensatorul C începe să se încarce după relația (4.26).

Atunci cînd tensiunea la bornele condensatorului C a crescut suficient pentru a asigura o polarizare negativă bazei tranzistorului T_1 acesta se deblochează ceeace face să basculeze schema adică să blocheze tranzistorul T_2. Tranzistorul T_2 se blochează tot timpul în care tranzistorul T_1 este în conducție. Schimbarea de stare a tranzistorului T_2 conduce la modificarea semnalului la ieșire.

După revenirea elementului de intrare (lichidarea defectului) se întrerupe circuitul RC și triggerul revine în starea inițială. În acest caz condensatorul C începe să se descarce prin rezistența R_E. Întrucît $R_E < R$, constanta de timp a circuitului la descărcare este mult mai mică decît la încărcare. Pentru a preveni o funcționare greșită la o nouă acționare a releului înainte de a se descărca complet condensatorul C s-a prevăzut circuitul format din R_2 și D_1 care dă o încărcare inițială a acestuia (în unele scheme de circa 1 V). În acest fel indiferent de momentul aplicării tensiunii negative asupra circuitului RC încărcarea condensatorului începe de la o valoare inițială mereu aceeași. Aceasta asigură revenirea rapidă în stare inițială și mărește gradul de repetabilitate a releului. Dioda D_2 și rezistența R_1 asigură un reglaj fin divizorului de tensiune pentru încărcarea inițială a condensatorului C și compensarea tuturor variațiilor caracteristice diodei D_1 datorite temperaturii atunci cînd releul este în funcțiune.

4.9.4. Dispozitive acționate cu motor electric

În schemele de protecție, în special în cele de distanță, elementul de timp este uneori realizat cu ajutorul unui motor cu excitație serie, alimentat în curent continuu. După cum se observă în schema din fig. 4.44 motorul este prevăzut cu un sistem de reglare automată a turației. Aceasta șuntează rotorul M cu sistemul centrifugal de contacte N, ori de cîte ori turația rotorului depășește o anumită limită, și îl deșuntează cînd turația scade. În acest fel, chiar la variații însemnate ale tensiunii care alimentează circuitul motorului, viteza se menține practic constantă, între limitele necesare. Contactul rota-

tiv P, care închide consecutiv contactele fixe t_2, t_3 și t_e este antrenat de motor prin intermediul cuplei electromagnetice k. Temporizarea maximă utilizată cu un asemenea dispozitiv la unele protecții de distanță este de 7,5 s (la tipurile vechi D 200 fabricație RSC sau RD 7 fabricație RDG).

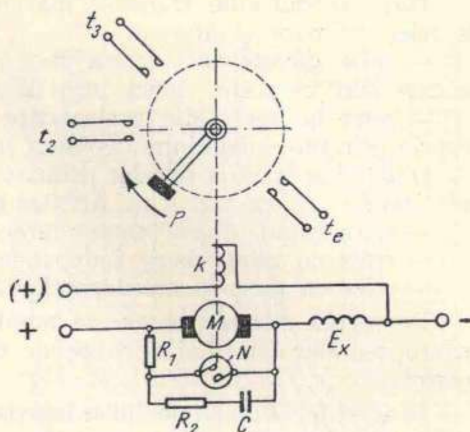


Fig. 4.44. Schema releului de timp cu motor de curent continuu al unor protecții de distanță.

Temporizarea necesară a contactelor intermediare t_2 și t_3 poate fi reglată ușor prin modificarea poziției acestora față de contactul mobil P. Astfel, apropiindu-se contactele de poziția inițială a sistemului mobil P, se micșorează timpul de acționare al acestora și invers.

Avantajele principale ale acestui dispozitiv constă în precizia ridicată a timpilor de lucru independent de factori externi și putere mare de rupere a contactelor. De asemenea posibilități foarte comode de reglaj atît ca precizie cît și în timpul funcționării instalațiilor de protecție.

Este de menționat varietatea mare de dispozitive acționate cu motorașe electrice și care pot realiza timpi în limite foarte largi la precizii și puteri dorite. Pentru motoarele electrice de curent alternativ nu este neglijată influența frecvenței, a momentelor de pornire și a fenomenelor tranzitorii care pot avea urmări nedorite.

Releul de inducție cu o înfășurare utilizat la protecțiile maximale temporizate, folosește drept dispozitiv de temporizare rotirea discului prin curenți turbionari și frînare cu magnet permanent așa cum se arată la subcap. 4.3.

4.10. RELEE PRIMARE

Sînt dispozitivele cele mai vechi care marchează o primă trecere de la siguranțele fuzibile la treapta cea mai simplă a protecțiilor maximale de curent.

Denumirea de *relee primare* au căpătat-o de la faptul că mărimea de intrare este luată direct din circuitul principal al instalațiilor energetice în speță

din circuitele de înaltă, medie sau joasă tensiune fără intermediul reductoarelor de curent.

În principal releele primare sînt relee maximale de curent, de tipul electromagnetic, termic sau de inducție.

După modul cum transmit mărimea de ieșire deosebim două categorii de relee primare și anume:

— relee directe sînt acelea care comandă declanșarea întreruptoarelor pe care sînt montate, direct prin dispozitive mecanice (tije, pîrghii etc.);

— relee indirecte sînt acelea care comandă declanșarea întreruptorului propriu prin intermediul unui contact și al unei bobine.

O altă împărțire a releelor primare se mai poate face și după felul caracteristicei $I = f(t)$ pe care o au. Acestea pot fi:

— relee rapide (fără temporizare);

— relee cu temporizare independentă de curent;

— relee cu temporizare dependentă de curent.

De regulă releele primare se montează direct pe bornele izolatoare ale întreruptoarelor (cît mai aproape de dispozitivul mecanic de declanșare al acestuia).

În acest fel bobina releului se înseriază cu circuitul principal al elementului protejat.

Dat fiind cele expuse mai sus, releele primare oferă atît avantaje cît și dezavantaje care în mare pot fi evidențiate astfel:

● În categoria *dezavantejelor*

— se construiesc în general pentru anumite tipuri de întreruptoare;

— nu permit reglaje sau verificări cu elementul în funcțiune;

— are funcțiuni limitate; în general se construiesc relee simple cu o singură mărime (maximal de curent).

● În categoria *avantajelor*

— eliminarea reductoarelor de curent;

— eliminarea surselor auxiliare de alimentare (curent continuu sau alternativ și a bobinelor respective);

— instalații mai simple și sigure.

Realizarea constructivă a releelor primare este foarte diferită, aceasta depinzînd de firma producătoare, de tipul întreruptorului pe care se montează, valoarea curenților nominali și alte caracteristici.

Releul direct termic de tipul HT. În cele ce urmează se dă cîteva date principale de funcționare și construcție despre releul direct maximal de curent — termic de tipul HT fabricat de firma B.B.C.

Acestea protejează mașinile electrice și cablele de încălziri periculoase care se datoresc în principal suprasarcinilor. Așa cum se poate vedea în fig. 4.45 releul este montat direct pe borna izolatoarelor întreruptorului elementului protejat și cu ajutorul unei tije poate comanda declanșarea.

Bobina *1* excită un circuit magnetic cu o înfășurare în scurtcircuit și provoacă încălzirea releului. Un organ bimetalic de măsură a temperaturii acționează indicatorul *3* care arată în permanență temperatura.

Scara *4* servește la reglajul temperaturii de declanșare. Cînd indicatorul de temperatură *3* a atins valoarea reglată pe scara *4* pîrghia de declanșare *6* este comandată de un resort și comandă declanșarea întreruptorului fie direct (mecanic), fie prin intermediul unui contact electric.

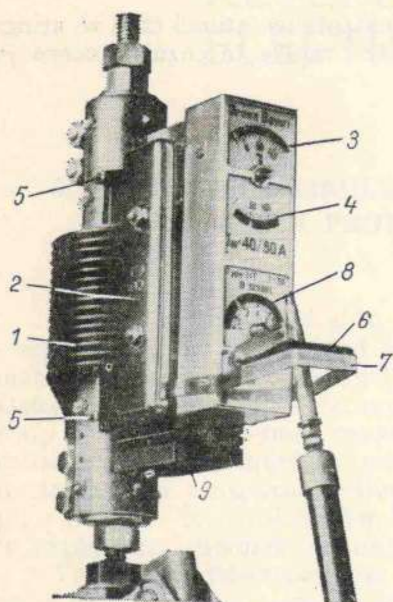


Fig. 4.45. Releu primar HT.

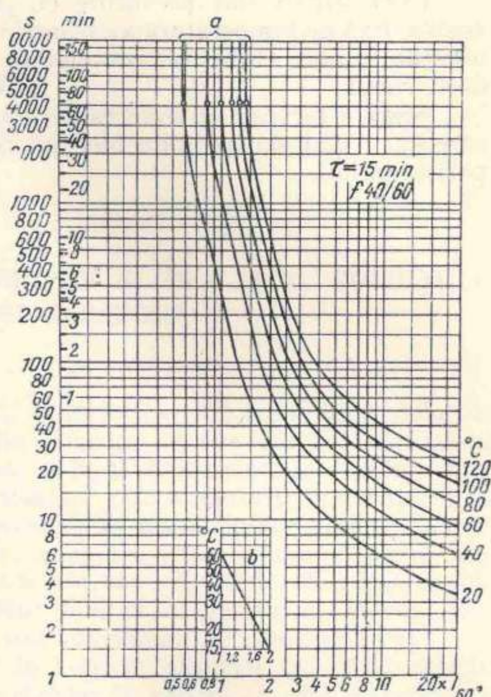


Fig. 4.46. Curbele de funcționare ale releului primar HT.

Releul poate fi rearmat prin ridicarea pîrghiei de declanșare *6* cu o cheie specială sau un dispozitiv prevăzut la întreruptor.

Dispozitivu *7* care este o pîrghie ce acoperă într-o anumită poziție un semn roșu indică funcționarea la declanșare a releului. Acesta de asemenea poate fi rearmat cu ajutorul unei chei de manevră.

Două pene *5* pentru reglajul curentului respectiv a temperaturii sînt prevăzute cu cinci gradații supraunitare între limitele 1,2...2 curentul nominal pentru care este construită bobina releului (40 A în cazul fig. 4.45). Intensitatea nominală multiplicată cu gradația în dreptul căruia se află penele *5* reprezintă curentul reglat pentru 60°C la care acționează releul în conformitate cu curbele indicate în fig. 4.46.

Releul mai conține piesele laterale *2* care sînt mase pentru înmagazinat temperatura și care creează constante specifice de timp. Aceste maselote *2* sînt realizate în cîteva variante și permit alegerea unei constante de timp τ

(de 15 min în fig. 4.46) cît mai aproape de cea a obiectului protejat. Acest fapt constituie marea calitate a releului termic direct întrucît el simte aceleași fenomene ca și elementul protejat, din punct de vedere al încălzirii și acționează potrivit acestora.

Unele tipuri sînt prevăzute cu dispozitive de compensare *9* în cazul nostru, față de temperatura ambiantă. Acestea se folosesc în general pentru cazurile în care elementul protejat se află în altă condiție de temperatură decît releul.

Scara *8* servește la reglarea declanșării instantanee atunci cînd se atinge curentul reglat sau permite blocajul declanșării rapide în cazul aducerii pe poziția infinit.

5

PROTECȚIA REȚELELOR ELECTRICE

5.1. DEFECTELE LINIILOR AERIENE ȘI ÎN CABLU. CONDIȚIILE CARE SE CER PROTECȚIEI ACESTORA

După cum s-a arătat și în cap. 2, majoritatea defectelor din instalațiile electrice apar în primul rînd la liniile electrice aeriene (datorită întinderii mari și condițiilor în care funcționează) și în al doilea rînd, la cele în cablu. Defectele, constînd în deteriorarea izolației, pot fi datorite îmbătrînirii în timp a acesteia sau unor cauze exterioare. În cazul liniilor aeriene, aceste cauze sînt supratensiunile atmosferice, spargerea izolatoarelor, ruperea conductoarelor și atingerea acestora între ele sau cu pămîntul, ruperea stîlpilor etc., iar în cazul liniilor în cablu: lovirea cablurilor la montaj sau în exploatare, pătrunderea umezelii, supratensiunile de comutație etc.

Varietatea defectelor care apar în rețelele electrice, numărul relativ mare al acestora și particularitățile rețelelor în raport cu alte categorii de instalații, fac ca protecția rețelelor să fie concepută astfel încît să răspundă altor condiții decît protecția generatoarelor și a transformatoarelor.

Astfel, condiția principală care se pune protecției mașinilor electriec este aceea de a reduce la minimum efectele deteriorărilor mașinii protejate, ceea ce se traduce, de fapt, prin scoaterea din funcțiune, cît mai rapid posibil, a mașinii, indiferent de efectul acestei deconectări asupra alimentării consumatorilor. Aceeași condiție impune deconectarea generatoarelor chiar cînd nu s-a produs un defect interior, dar regimul de funcționare (provenit din exterior) periclitează buna stare a acestora.

Condiția principală pe care trebuie să o îndeplinească protecția rețelelor electrice este aceea de a limita la minimum efectele unui defect pe o linie aeriană sau în cablu, asupra funcționării restului rețelei. Această condiție reclamă, în primul rînd, o mare selectivitate a protecției; totodată, ea reclamă rapiditatea acționării protecției, această calitate limitînd deteriorările.

În conceperea protecției rețelelor, se pornește de la faptul că, spre deosebire de cazul mașinilor electrice, defectele care apar în rețele nu pot duce, în majoritatea cazurilor, la deteriorări de mare amploare, dar efectele lor asupra funcționării sistemului energetic pot fi deosebit de grave. Astfel,

un scurtcircuit trecător pe o linie de înaltă tensiune, în apropierea unei, centrale de mare putere, care prin el însuși nu determină nici o deteriorare, poate duce, în cazul în care nu este deconectat selectiv și rapid, la ieșirea din paralel a centralei din apropiere și apoi a altor centrale legate de aceasta și astfel la întreruperea de lungă durată a alimentării unui mare număr de consumatori. De asemenea, este ușor de înțeles că înlăturarea unui asemenea defect, printr-o protecție chiar rapidă, dar neselectivă, poate duce (prin deconectarea unor linii neatinse de defect) la întreruperi suplimentare inutile ale consumatorilor.

După cum se va arăta, toate tipurile de protecții folosite în rețelele electrice tind să realizeze aceste condiții principale ale selectivității și rapidității.

După cum se știe apariția scurticircuitelor (care reprezintă de fapt defectele pe care protecția rețelelor trebuie să le lichideze) este însoțită de variația importantă a două mărimi: creșterea curentului în partea de rețea care alimentează defectul și scăderea tensiunii în rețea. Pe sesizarea și prelucrarea acestor variații, în scopul determinării locului și caracterului defectului, se bazează în general funcționarea protecției rețelelor electrice. Întrucît însă aceste două mărimi variază în sensul arătat nu numai la capetele liniei defecte, ci, mai mult sau mai puțin, în întreaga rețea, este evident că numai simpla sesizare a acestor variații nu este suficientă pentru a determina acționarea selectivă a protecțiilor. În scopul realizării selectivității este necesară asocierea altor mărimi, (cum ar fi sensul de scurgere a puterii în timpul defectului) și prelucrarea tuturor acestora de către relee concepute astfel ca, pe baza acestei prelucrări, să acționeze selectiv.

Pe baza acestor mărimi sesizabile în caz de defect și a condițiilor menționate s-au dezvoltat, odată cu dezvoltarea rețelelor, diferitele tipuri de protecții ale acestora. Prima și cea mai simplă protecție folosită în rețelele electrice este cea maximală.

5.2. PROTECȚIA MAXIMALĂ

5.2.1. Protecția maximală temporizată, cu caracteristică independentă

Cea mai simplă formă de rețea electrică întîlnită în practică este așa-numita rețea radială, care constă din linii alimentate de la un singur capăt. În fig. 5.1. este reprezentată o porțiune dintr-o rețea radială în care de la barele unei stații pleacă o serie de linii, avînd fiecare un singur consumator la capăt, iar în fig. 5.2. o linie obișnuită a unei rețele radiale, avînd pe parcurs diferite stații cu consumatori.

Protecția folosită în general în asemenea rețele este cea maximală de curent. Aceasta acționează în cazul creșterii peste o anumită valoare a curentului pe linia protejată. Ea este folosită atît împotriva scurtcircuitelor (polifazate sau monofazate), cît și a suprasarcinilor.

Protecţia maximală se realizează cu ajutorul releelor maximale de curent (electromagnetice sau de inducţie) singure sau asociate cu relee de timp.

În cazul liniilor reprezentate în fig. 5.1 este suficientă o protecţie realizată printr-un simplu releu maximal, care comandă instantaneu declan-

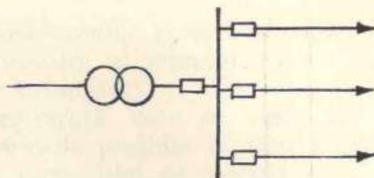


Fig. 5.1. Reţea radială simplă.

şarea, în cazul cînd curentul depăşeşte valorile stabilite. La apariţia unui scurtcircuit pe una dintre linii, curentul creşte doar pe această linie şi deci numai releul liniei defecte este sesizat şi comandă deconectarea rapidă a acesteia.

În cazul fig. 5.2 (care reprezintă forma generală a unei porţiuni de reţea) protecţia maximală trebuie însă prevăzută şi cu o temporizare a acţionării. Într-adevăr, conform principiului menţionat al selectivităţii, la apariţia unui defect trebuie deconectată numai linia defectă. În cazul defectării liniei *DE* ar trebuie deci să declanşeze numai întreruptorul *D*. Deoarece însă într-un asemenea caz curentul de scurtcircuit trece prin toate porţiunile de linie *AB*, *BC*, *CD*, *DE* este evident că numai criteriul creşterii curentului nu este suficient pentru a asigura o declanşare selectivă corectă şi este necesară temporizarea acţionării. Alegîndu-se temporizările astfel încît protecţia întreruptorului *D* să aibă timpul de acţionare cel mai scurt şi pe măsura apropierii de sursă timpul de acţionare să crească (cel mai mare timp în cazul schemei din fig. 5.2 ar fi cel al protecţiei întreruptorului *A'*), se obţine o funcţionare selectivă a protecţiei.

În felul acesta se realizează protecţia maximală temporizată în trepte. Treptele de timp (diferenţele dintre timpul de declanşare a două întrerup-

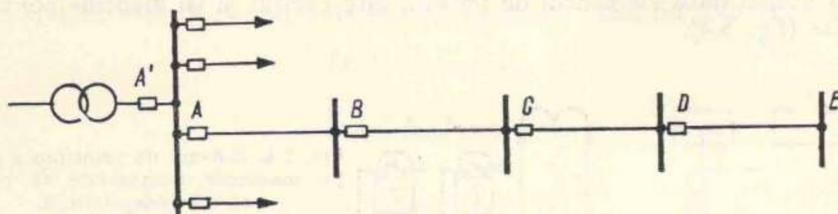


Fig. 5.2. Linie a unei reţele radiale, cu mai multe staţii coborîtoare.

toare inseriate consecutiv) se aleg astfel încît să existe siguranţa declanşării numai a întreruptorului liniei defecte şi nu şi a celui dinaintea acestuia (spre sursă). În general, acest gen de protecţie se realizează prin relee maximale electromagnetice, care, fiind excitate de curentul de defect, excită la rîndul lor un releu de timp, care, după un timp reglat, comandă declanşarea.

Treapta de timp folosită la reglarea protecţiilor maximale într-un sector de reţea se alege ţinîndu-se seama de timpul propriu de acţionare al releului maximal şi de cel al întreruptorului, cum şi de erorile posibile în funcţionarea releului de timp. Însumîndu-se toţi aceşti timpi, la care se adaugă şi o rezervă pentru siguranţă, se obţine treapta de timp care asigură declan-

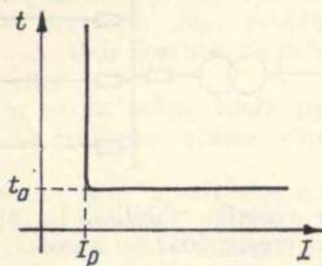


Fig. 5.3. Diagrama de acţionare a protecţiei maximale de curent cu caracteristică independentă.

şarea numai a întreruptorului liniei defecte, deşi şi releele liniilor situate înaintea acestuia sesizează apariţia defectului. În practică, în funcţie de calitatea releelor şi a întreruptoarelor folosite, treapta de timp a protecţiei maximale temporizate se ia de 0,5—0,7 s.

Protecţia maximală temporizată descrisă se mai numeşte şi *protecţie maximală cu caracteristică independentă*, datorită faptului că temporizarea cu care acţionează este constantă şi independentă de valoarea curentului de defect (acesta trebuind să fie, bineînţeles, mai mare decît curentul de acţionare al releului maximal, fig. 5.3).

Protecţia maximală cu caracteristică independentă se compune din două elemente principale:

— un element de pornire, care constă dintr-un releu maximal de curent de tip electromagnetic, cu acţionare instantanee, care pune protecţia în funcţiune în cazul cînd curentul care-l străbate depăşeşte o anumită valoare;

— un element de temporizare, care constă dintr-un releu de timp al cărui mecanism de ceasornic, care creează temporizarea dorită, acţionează numai dacă elementul de pornire este excitat şi îşi menţine contactele închise (fig. 5.4).

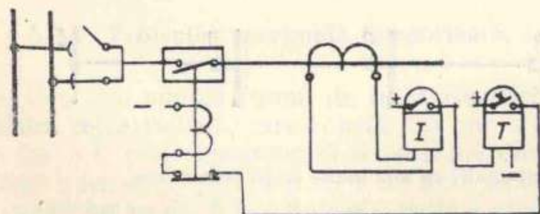


Fig. 5.4. Schema de principiu a protecţiei maximale temporizate cu caracteristică independentă.

Valoarea curentului de pornire al protecţiei maximale cu caracteristică independentă se alege, în general, astfel încît, fiind pe cît posibil mai sensibilă (adică sesizînd chiar curenţi mici de defect) aceasta să nu conducă totuşi la declanşări nedorite, sub influenţa curentului de sarcină maxim

posibil. Pornindu-se de la acest principiu, formula generală de alegere a curentului de pornire al protecției maximale cu caracteristică independentă este:

$$I_p = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} I_{sarc.max}, \tag{5.1}$$

unde: $I_{sarc.max}$ este curentul de sarcină maxim posibil al liniei respective;
k_{rev} — coeficientul de revenire al releului folosit (care, după cum se știe, este subunitar);
k_{sig} — coeficientul de siguranță, care se alege de 1,15—1,25 și ține seama de erorile posibile în funcționarea releului sau în aprecierea curentului de sarcină.

Necesitatea de a se ține seama de coeficientul de revenire, al releului la stabilirea curentului de pornire rezultă ușor pe baza exemplului rețelei radiale din fig. 5.2. După cum se știe, în cazul unui defect pe porțiunea DE sînt excitate și releele întreruptoarelor liniilor sănătoase (de exemplu A, B, C). După declanșarea întreruptorului D, care are timpul cel mai scurt, releele de curent ale tuturor celorlalte întreruptoare trebuie să revină în starea de repaus, deschizîndu-și contactele și încetînd prin aceasta excitarea releelor de timp respective. Este cunoscut însă faptul că, în timpul defectului, tensiunea în rețea scade, iar la revenirea acesteia, după lichidarea defectului, motoarele asincrone (care constituie majoritatea receptoarelor industriale), care s-au frînat în timpul cît tensiunea a fost scăzută, absorb un curent sporit (așa-numitul *curent de autopornire*). Dacă acest curent de sarcină, care după lichidarea defectului trece prin liniile rămase în funcțiune, ar fi mai mare decît curentul de revenire al releelor respective (care au pornit la apariția defectului), acestea ar continua să-și mențină contactele închise, deși defectul a dispărut, și deci ar comanda deconectarea liniilor sănătoase.

Rezultă deci, că pentru a nu se produce declanșări incorecte după eliminarea unui defect, nu este suficient ca curentul de pornire al releului să fie mai mare decît curentul de sarcină maxim posibil (care trebuie determinat ținîndu-se seama de autopornire), ci curentul de revenire al releului trebuie să fie mai mare decît curentul de sarcină maximă, adică nu trebuie să alegem

$$I_p = k_{sig} I_{sarc.max},$$

ci

$$I_{rev} = k_{sig} I_{sarc.max},$$

Deoarece

$$I_{rev} = k_{rev} I_p,$$

formula de reglare a curentului de pornire devine

$$k_{rev} I_p = k_{sig} I_{sarc.max},$$

de unde rezultă formula (5.1).

Protecția reglată conform formulei (5.1) permite trecerea curentului de sarcină maximă.

Rolul protecţiei este însă, după cum se ştie, acela de a comanda declanşarea liniei în cazul apariţiei unui defect pe aceasta. Curentul de pornire al protecţiei trebuie să fie deci mai mic decît cel mai mic curent de scurtcircuit posibil, în cazul unui defect situat chiar la capătul liniei protejate. Cu cît acest curent minim de scurtcircuit este mai mare decît curentul de pornire al protecţiei, cu atît protecţia este mai sensibilă. Sensibilitatea protecţiei (cap. 1) se defineşte cantitativ prin raportul dintre curentul minim de scurtcircuit, în cazul unui defect la capătul liniei şi curentul de pornire al protecţiei; acest raport se numeşte *coeficientul de sensibilitate* k_{sens}. Conform normelor existente, coeficientul de sensibilitate al protecţiei maximale trebuie să aibă valoarea de aproximativ 1,5.

Funcţionarea eşalonată în timp a protecţiei unui sector de reţea se reprezintă de obicei într-o diagramă a timpilor de acţionare ai protecţiilor, ca cea din fig. 5.5, care corespunde protecţiilor sectorului de reţea din

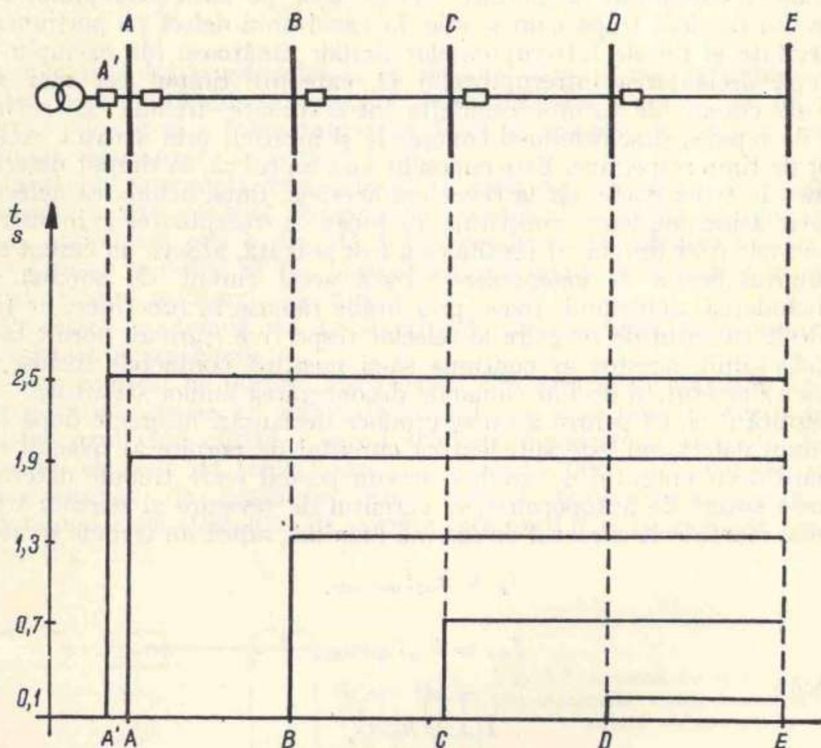


Fig. 5.5. Diagrama de acţionare a protecţiilor unui sector de reţea.

fig. 5.2. În acest exemplu s-a considerat că timpul de acţionare al protecţiei rapide, cu temporizarea minimă din *D* este de 0,1 s, iar treapta de timp este de 0,6 s.

Din această diagramă se poate determina temporizarea cu care sînt deconectate defectele apărute pe diferitele porţiuni ale sectorului de reţea

A—E. Din fig. 5.5, rezultă de asemenea și o altă funcțiune a protecțiilor maximale temporizate și anume aceea de protecție de rezervă. Într-adevăr se observă, de exemplu, că un defect apărut în porțiunea *CD* este eliminat, prin declanșarea întreruptorului din *C*, la 0,7 s după apariție. Totodată, deasupra caracteristicii de declanșare a întreruptorului din *C* trece caracteristica de declanșare a întreruptorului din *B*, care acționează la 1,3 s. Rezultă că, dacă dintr-o cauză oarecare (refuzul de a acționa al protecției sau al întreruptorului) nu se produce declanșarea întreruptorului din *C*, defectul este deconectat de protecția întreruptorului din *B*, cu temporizare de 1,3 s. Dacă nici acesta nu ar funcționa, ar declanșa întreruptorul din *A*, cu temporizarea de 1,9 s.

Se constată deci că, în afara protecției destinate lichidării defectelor apărute pe linia proprie, mai există și o serie de alte protecții, care intervin atunci cînd prima nu acționează și care reprezintă astfel protecții de rezervă ale acesteia. Acest gen de rezervă, numită *de la distanță*, este foarte eficientă, întrucît este complet independentă de instalația în care a avut loc refuzul de acționare, refuz care adesea este datorit bateriei de acumulatoare, transformatoarelor de curent sau întreruptorului.

Pentru ca protecția unei linii să poată constitui o rezervă a protecțiilor liniilor următoare, ea trebuie să aibă o sensibilitate corespunzătoare în raport cu defectele care apar pe acestea. Coeficientul de sensibilitate, definit în acest caz ca raportul dintre curentul minim de scurtcircuit, pentru un defect la capătul liniei următoare și curentul de pornire al protecției, este evident mai mic decît cel pentru defecte pe linia proprie; conform normelor, el trebuie să aibă valoarea de aproximativ 1,2.

Uneori însă, această valoare a coeficientului de sensibilitate, în cazul defectelor pe liniile următoare, nu poate fi realizată, în special dacă defectele pe linia următoare sînt alimentate de mai multe linii racordate la aceleași bare, ceea ce face ca puterea de scurtcircuit care circulă prin fiecare dintre ele să fie mai mică. În asemenea cazuri se renunță la posibilitatea de a se realiza cu ajutorul protecției maximale o rezervă de la distanță și, în funcție de importanța rețelei, se caută alte soluții.

Trebuie observat, de asemenea, că aceste protecții de rezervă lichidează defectul cu o temporizare mai mare și cu o selectivitate mai mică decît protecția și întreruptorul liniei defecte. Într-adevăr, dacă, în cazul unui defect pe linia *CD* ar declanșa, din cauzele menționate, întreruptorul din *B*, rămîn nealimentați și ceilalți consumatori ai stației *C*, la care în general mai sînt conectate și alte linii radiale în afară de *CD*.

Tot din diagrama de acționare a protecțiilor maximale temporizate (fig. 5.5) rezultă o caracteristică importantă a acestui gen de protecție și anume faptul că deconectarea unui defect necesită un timp cu atît mai mare cu cît acesta are loc mai aproape de sursa de energie.

Această caracteristică contravine însă condiției menționate, de a limita la minimum posibil efectele unui scurtcircuit asupra porțiunilor sănătoase ale rețelei. În cazul nostru, un defect pe linia *AB* ar fi deconectat după 1,9 s timp în care tensiunea pe barele *A*, ca urmare a scurtcircuitului apropiat, ar fi practic nulă și deci consumatorii de pe alte linii care pleacă de la

stația A ar suferi mult (timpul de 1,9 s ar duce la oprirea multor motoare care nu ar mai reporni la revenirea tensiunii.)

Temporizarea mare în lichidarea defectelor din apropierea surselor determină și un alt dezavantaj. Este evident că, cu cît defectul este mai apropiat de sursele de energie (mai ales în cazul surselor puternice), cu atît curentul de scurtcircuit este mai mare și deci solicitările instalațiilor sau deteriorărilor produse sînt mai mari. Deci tocmai scurtcircuitele însoțite de curenți mari și efecte distructive importante sînt lichidate cu întîrzieri mai mari. Acesta constituie dezavantajul principal al protecției maximale de curent cu caracteristică independentă și datorită lui, chiar în rețelele radiale simple, adesea protecția respectivă nu poate fi folosită sau, în orice caz, nu poate constitui unica protecție a liniilor.

În realizarea protecției liniilor s-a urmărit deci deconectarea cu atît mai rapidă, cu cît curentul de scurtcircuit este mai mare. Una dintre soluțiile găsite a fost aceea a folosirii protecției maximale de curent cu caracteristică dependentă.

5.2.2. Protecția maximală temporizată, cu caracteristică dependentă

După cum s-a arătat în cap. 4, aceste protecții se realizează prin relee maximale de inducție a căror acționare (închiderea contactelor) se produce cu o temporizare cu atît mai mică cu cît curentul este mai mare.

Diagrama de acționare (timpul de acționare în funcție de curentul de pornire) a releelor de acest tip este foarte apropiată de o hiperbolă. În general, pentru majoritatea releelor maximale de inducție diagrama se alege (prin construcție) astfel încît timpul de acționare să scadă cu creșterea curentului numai pînă la o anumită valoare, peste care, oricît ar crește curentul, timpul de acționare rămîne constant (fig. 5.6 *a*). Acestea sînt așa-numitele *relee cu caracteristică limitat dependentă.*

De asemenea, după cum s-a arătat în cap. 4, se obișnuiește să se prevadă la releele de inducție un contact care se închide instantaneu, dacă valoarea curentului este foarte mare; această valoare a curentului, la care se produce acționarea netemporizată, este reglabilă. Caracteristica de acționare a unui asemenea releu este indicată în fig. 5.6,*b*.

Modul în care releele de acest tip rezolvă problema deconectării cu atît mai rapide cu cît defectul este mai apropiat de sursă și deci avantajele pe care acestea le prezintă asupra releelor cu caracteristică independentă rezultă ușor din analiza funcționării lor în rețeaua din fig. 5.2, pentru care timpii de deconectare a defectelor în cazul folosirii releelor cu caracteristică independentă sînt reprezentați în diagrama din fig. 5.5.

Curentul de pornire al protecțiilor realizate prin relee cu caracteristică dependentă se stabilește cu formula (5.1) ca și în cazul releelor cu caracteristică independentă, pentru că se pornește de la același principiu, al necesității trecerii prin linie a curentului maxim de sarcină. Temporizarea protecțiilor se alege de asemenea crescătoare de la stația ce mai îndepărtată către

sursă, dar la stabilirea temporizării în fiecare punct se ține seama și de curentul de scurtcircuit, pentru că timpul de acționare al releelor depinde de acesta. Considerînd deci rețeaua reprezentată în fig. 5.2 și aceeași treaptă de timp de 0,6 s între declanșările a două întreruptoare înseriate, treaptă necesară pentru a nu avea loc declanșări neselective în cazul unui defect în

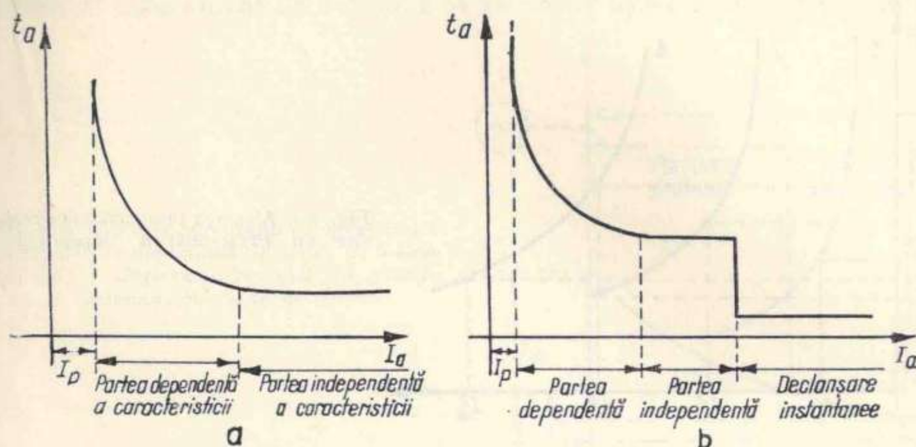


Fig. 5.6. Caracteristicile de acționare ale releelor maximale de inducție: *a* — caracteristică limitat-dependentă; *b* — caracteristica releului avînd și un contact netemporizat.

aval de cel de-al doilea, temporizările protecțiilor din punctele *D*, *C*, *B* și *A* se aleg după cum urmează, obținîndu-se diagrama reprezentată în fig. 5.7. Ca și în cazul anterior, vom considera că protecția din *D* poate acționa rapid la 0,1 s, în *E* fiind conectat de exemplu un singur consumator. Dealtfel această protecție poate fi aleasă și cu caracteristică independentă, deoarece acționează la un timp foarte scurt.

La alegerea celorlalți timpi de acționare se pornește de la valorile curenților de scurtcircuit în cazul defectelor în *D*, *C*, *B* și *A* $(I_{sc}^D\ I_{sc}^C\ I_{sc}^B\ I_{sc}^A)$ și de la caracteristica de acționare a releului, care este de obicei indicată pe plăcuța acestuia sub forma unei curbe $t_a = f\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)$. Cunoscîndu-se curentul I_{sc}^D se alege, pentru releul din *C*, un timp de acționare (care se reglează prin variația timpului pe porțiunea independentă a caracteristicii) astfel încît pe curba lui caracteristică curentului I_{sc}^D să-i corespundă timpul 0,1 + 0,6 = 0,7 s. Se obține astfel pentru releul din *C*, caracteristica de funcționare *C* din fig. 5.7; curentul de pornire minim se alege cu formula (5.1) cunoscîndu-se curentul I_{max} al liniei *CD*. Prelungindu-se curba *C* pînă în dreptul curentului I_{sc}^C, se determină timpul de 0,3 s, după care este deconectat de protecția din *C*, un defect pe linia *CD*, în apropierea stației *C*.

Curba releului din *B* se alege în mod analog, dar astfel ca pentru I_{sc}^C timpul t_a să fie de 0,3 + 0,6 = 0,9 s. Se obține astfel curba caracteristică *B*. Se observă că un defect situat în apropierea întreruptorului *B* va fi deconectat de acesta cu o temporizare de 0,5 s.

Se determină în mod analog curba de acționare a releului din A (curba A) care pentru un scurtcircuit în B va avea o temporizare de $0,5 + 0,6 = 1,1$ s, iar pentru un scurtcircuit în A, o temporizare de 0,6 s.

Se observă deci că un defect în imediata apropiere a sursei, care în cazul protecției cu caracteristică independentă este deconectat după 1,9 s, în

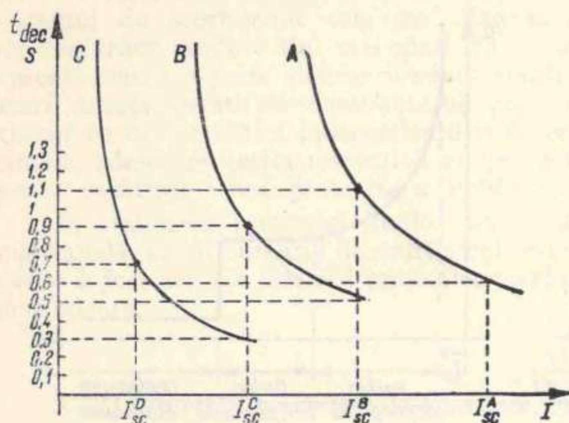


Fig. 5.7. Alegerea temporizărilor releelor cu caracteristică dependentă.

cazul protecției cu caracteristică dependentă este deconectat după numai 0,6 s.

Trebuie menționat însă că acest avantaj al protecției cu caracteristică dependentă nu există întotdeauna. Într-adevăr, în cazul în care, ca urmare a creșterii puterii surselor, curenții de scurtcircuit cresc în asemenea măsură încît releele ajung să funcționeze pe porțiunea independentă a caracteristicii lor, temporizările trebuie alese ca și în cazul releelor cu caracteristică independentă, ajungîndu-se astfel din nou la timpi lungi de deconectare a defectelor din apropierea surselor.

De asemenea, în cazul rețelelor în care regimul de funcționare al surselor variază mult, ceea ce face ca și curenții de scurtcircuit într-un același punct să varieze mult și timpii de acționare variază în consecință, devenind foarte mari în cazul unor curenți de ordinul curenților minimi de acționare ai protecțiilor.

Aceste dezavantaje, dintre care ultimul complică alegerea temporizărilor în rețea, la care se mai adaugă și faptul că, datorită unei inerții a discului releelor erorile de timp sînt mai mari decît în cazul releelor de timp propriu-zise, fac ca protecția cu caracteristică dependentă să aibă un domeniu de aplicare restrîns. Ea se poate folosi cu succes doar în cazurile în care aceste dezavantaje ale ei nu prezintă o mare importanță.

5.2.3. Protecția cu tăiere de curent

O a doua soluție care s-a dat problemei deconectării cu atît mai rapide cu cît defectele sînt mai apropiate de surse, constă în folosirea unor protecții maximale rapide (așa-numitele *protecții de tăiere de curent*) realizate tot cu

relee maximale cu caracteristică independentă, dar la care valoarea curentului de acționare se alege după alte principii.

După cum se știe, curentul de scurtcircuit pe o linie scade pe măsura depărtării defectului de sursă, după o curbă de forma celei din fig. 5.8.

Datorită acestei variații, apare posibilitatea realizării unei protecții rapide al cărei curent de acționare să fie reglat astfel încît protecția să nu

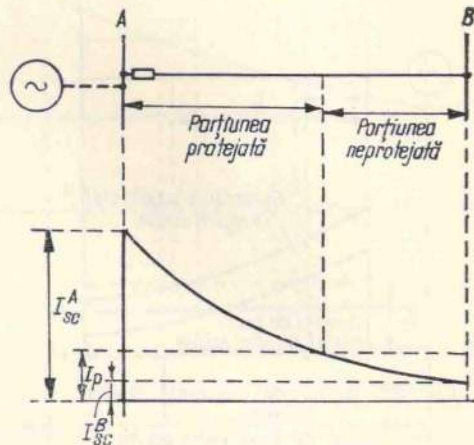


Fig. 5.8. Variația curentului de scurtcircuit în funcție de depărtarea de sursă, pe o linie radială și alegerea curentului de pornire al protecției cu tăiere de curent.

acționeze în cazul defectelor situate dincolo de capătul liniei protejate și, prin aceasta, să nu existe pericolul unei declanșări neselective.

Într-adevăr, cunoscîndu-se, pentru cazul din fig. 5.8, curentul de scurtcircuit I_{sc}^{B} în cazul unui defect în B și alegîndu-se curentul de acționare al protecției din A mai mare decît I_{sc}^{B} aceasta va putea să acționeze rapid (la 0 secunde), pentru că nu va sesiza decît defectele de pe linia proprie. Ținîndu-se seama de erorile în funcționarea releului și în determinarea curentului de scurtcircuit, curentul de acționare se determină prin înmulțirea curentului de scurtcircuit respectiv (trebuie determinat prin calcule curentul maxim posibil în cazul unui scurtcircuit în B), cu un coeficient de siguranță supraunitar. Se efectuează astfel ceea ce se numește *dereglarea protecției față de bara următoare.*

Rezultă deci, pentru determinarea curentului de pornire al protecțiilor cu tăiere de curent, formula:

$$I_p = k_{sig} I_{sc.max}, \tag{5.2}$$

în care: k_{sig} este coeficientul de siguranță supraunitar, egal cu 1,3—1,4;
$I_{sc.max}$ — curentul de scurtcircuit maxim posibil în cazul unui defect la capătul liniei protejate.

Protecția cu tăiere de curent nu protejează întreaga linie, ci doar o porțiune a ei, cu atît mai mare cu cît coeficientul de siguranță este mai mic și cu cît curba (fig. 5.8) care reprezintă variația curentului de scurtcircuit este intersectată de dreapta care corespunde curentului I_p mai aproape de capătul opus al liniei. Acesta constituie principalul dezavantaj al acestei

protecţii. Trebuie menţionat, în legătură cu aceasta, că în anumite cazuri ea nu poate fi practic folosită. Într-adevăr, în cazul unei linii a unei reţele cu regimuri de funcţionare foarte variate (care duc la valori foarte diferite ale curentului de scurtcircuit) sau în care (ca urmare a configuraţiei reţelei) curentul de scurtcircuit variază foarte puţin de-a lungul liniei, această protecţie ar comanda deconectarea rapidă doar a defectelor de pe o porţiune foarte mică de linie (fig. 5.9 şi 5.10) şi instalarea ei nu este justificată.

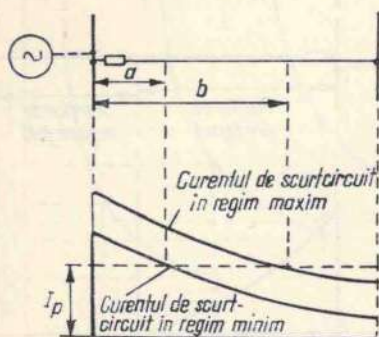


Fig. 5.9. Reţea cu regimuri foarte diferite:
a — porţiunea de linie protejată în regim minim; b — porţiunea de linie protejată în regim maxim.

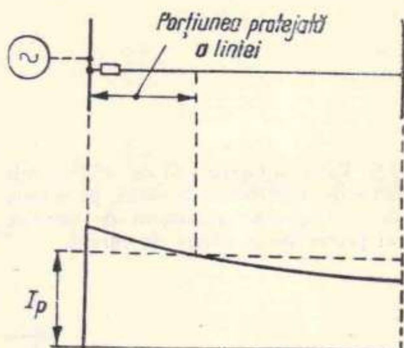


Fig. 5.10. Linie la care variaţia curentului de scurtcircuit este mică

Aceste dezavantaje ale protecţiei cu tăiere rapidă fac ca să nu poată fi folosită întotdeauna, chiar în reţele simple radiale. În reţelele în care variaţia curentului de scurtcircuit de-a lungul liniilor este mare şi în care curenţii de scurtcircuit în diferite regimuri de funcţionare nu se modifică mult, ea este folosită cu succes, constituind o protecţie simplă, rapidă şi selectivă; ea nu poate constitui însă în nici un caz unica protecţie a unei linii, neprotejînd-o niciodată în întregime.

În general, în practică, această protecţie (care dealtfel există şi în reţele complexe) se foloseşte împreună cu o alta, care, în cazul reţelelor simple, este o protecţie maximală temporizată cu caracteristica independentă sau dependentă.

Această a doua protecţie trebuie aleasă astfel încît să se asigure sensibilitatea necesară conform normelor ($\approx 1{,}5$ pentru linia proprie şi $\approx 1{,}2$ pentru liniile din aval).

Astfel, folosirea unei protecţii cu tăiere rapidă şi a unei protecţii maximale temporizate cu caracteristică independentă (care împreună constituie o protecţie maximală în două trepte) în cazul reţelei din fig. 5.5 duce la timpii de deconectare a defectelor indicaţi în fig. 5.11. La alegerea curenţilor de pornire ai diferitelor protecţii s-a plecat de la o diagramă presupusă de variaţie a curentului de scurtcircuit în funcţie de distanţă (fig. 5.11, *a*). Protecţiile maximale cu caracteristică independentă, numite şi „treapta II-a a protecţiei maximale", s-au ales identice cu cele din fig. 5.5, în ceea ce priveşte

atît curenţii, cît şi timpii de acţionare. Dacă există şi alte regimuri de funcţionare, în care curenţii de scurtcircuit sînt mai mici, (pentru care deci curba din fig. 5.11, *a* este situată mai jos) porţiunile de linie pe care defectele sînt deconectate rapid vor fi mai mici decît cele din fig. 5.11, *b*.

Fig. 5.11. Protecţia de tăiere de curent:
a — variaţia curentului de scurtcircuit în regim maxim şi alegerea curenţilor de pornire ai protecţiilor; *b* — determinarea porţiunilor de linie protejate de protecţiile cu tăiere de curent; *c* — diagrama de timp a protecţiilor sectorului de reţea

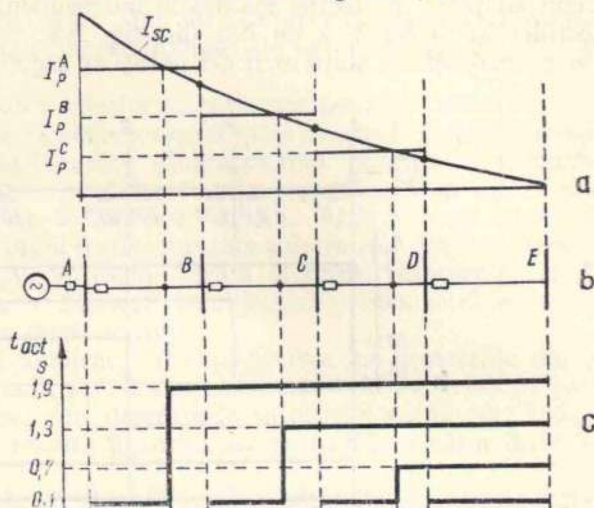


Diagrama din figura 5.11, *c* este tipică funcţionării protecţiilor într-o reţea radială; modul de determinare a parametrilor ei este indicat în cele trei scheme din fig. 5.11.

5.2.4. Concluzii privind protecţia maximală

Din cele arătate rezultă că fiecare dintre cele trei tipuri de protecţii maximale (temporizată cu caracteristică independentă, cu caracteristică dependentă şi cu tăiere rapidă) au avantaje şi dezavantaje specifice, care determină folosirea lor în funcţie de condiţiile concrete ale reţelei precum şi folosirea lor simultană, în cazul cînd una singură nu dă rezultate satisfăcătoare.
În general, protecţia maximală prezintă o serie de importante calităţi, care determină larga ei folosire: ieftinătatea, simplitatea şi siguranţa în funcţionare.

5.3. PROTECŢIA MAXIMALĂ DIRECŢIONALĂ

5.3.1. Principiul şi diagramele de funcţionare

Principalul dezavantaj al protecţiei maximale constă în domeniul ei limitat de folosire (numai la liniile radiale cu alimentare de la un singur capăt). Într-adevăr, ea nu poate fi folosită cu eficienţă nici în cazul unei reţele simple nebuclate, dar alimentate de la ambele capete.

Reţeaua din fig. 5.12, *a* este similară cu cea din fig. 5.2, dar este alimentată de la ambele capete (*A* şi *E*), avînd consumatori şi în staţiile *B*, *C* şi *D*. Dacă această porţiune de reţea ar fi alimentată numai din *A*, ea ar fi identică cu cea din fig. 5.2 şi protecţia ei s-ar alege în acelaşi mod. În cazul adoptării protecţiei maximale independente, diagrama de timp a protecţiilor ar fi identică cu cea din fig. 5.5; timpii de acţionare ai protecţiilor din diferitele staţii ar fi cei notaţi cu săgeţi dirijate spre dreapta. Dacă

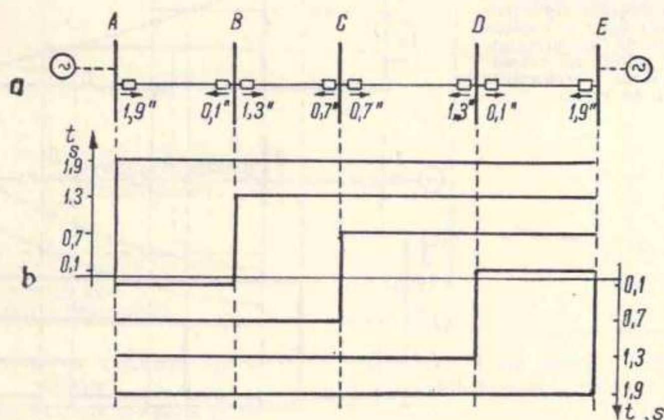


Fig. 5.12. Protecţia unui sector de reţea alimentat din două părţi: *a* — schema reţelei; *b* — diagrama de acţionare a protecţiilor.

reţeaua ar fi alimentată numai dinspre *E*, problema s-ar rezolva similar, protecţiile din diferitele staţii (care ar conţine întreruptoare numai în partea stîngă a barelor) avînd temporizările notate cu săgeţile dirijate spre stînga, şi diagrama de timp reprezentată în partea inferioară a fig. 5.12, *b* (diagrama corespunzătoare ordonatei din dreapta).

Dacă însă există simultan ambele surse de alimentare (din *A* şi din *E*), temporizările alese în ipoteza unei singure alimentări, nu mai asigură o protecţie eficientă. Într-adevăr, oriunde s-ar produce un defect, toate protecţiile fiind parcurse în acest caz de curentul de scurtcircuit (deoarece există surse la ambele capete), defectul va fi izolat atît dinspre stînga, cît şi dinspre dreapta lui, prin acţionarea protecţiilor care au timpii cei mai scurţi. Deci niciodată defectul nu va fi izolat selectiv, întotdeauna declanşînd, oriunde s-ar afla defectul, întreruptoarele din staţiile *B* şi *D*, care au temporizarea minimă şi întrerupîndu-se astfel alimentarea tuturor staţiilor intermediare.

Într-o asemenea reţea, pentru realizarea selectivităţii protecţiei este deci necesară introducerea unui nou criteriu pe baza căruia să se producă declanşarea, în afara celui al curentului mărit; acesta este sensul în care circulă curentul sau, mai corect, puterea spre defect. Într-adevăr, dacă fiecărei protecţii maximale a întreruptoarelor reţelei din fig. 5.12, *a* i se adaugă un releu direcţional care sesizează sensul puterii care circulă spre defect şi blochează acţionarea dacă aceasta circulă spre barele staţiei (adică în sen-

sul invers săgeții indicate pe fiecare protecție), permițînd acționarea numai cînd puterea circulă dinspre bare spre linie (în sensul săgeților), se obține selectivitatea dorită. În cazul oricărui defect în rețeaua din fig. 5.12, *a* vor putea declanșa numai întreruptoarele prin care puterea circulă spre defect de la bare spre linie; deci dinspre stînga defectul va fi lichidat ca și cum întreruptoarele ale căror săgeți sînt dirijate spre stînga nu ar exista, iar dinspre dreapta, ca și cum întreruptoarele ale căror săgeți sînt dirijate spre dreapta nu ar exista.

Se observă deci că folosirea releelor direcționale permite realizarea protecției unei linii alimentate de la ambele capete ca și în cazul rețelelor radiale alimentate de la un singur capăt, adică adoptarea unor temporizări în trepte crescătoare spre cele două surse, considerate ca și cum fiecare ar exista singură. Se obține astfel diagrama de acționare din fig. 5.12, *b*, unde în partea superioară sînt reprezentați timpii de deconectare a defectelor dinspre sursa *A*, iar în partea inferioară, timpii de deconectare a defectelor dinspre sursa *E*. Acest mod de reprezentare se folosește întotdeauna pentru rețelele în care defectele trebuie izolate din două sensuri.

Menționăm că, în cazul analizat, nu este necesar ca protecțiile din *A* și *E* să fie direcționate, întrucît, avînd timpul maxim, ele nu prezintă pericolul de a acționa neselectiv: din diagramele întocmite ca în fig. 5.12, *b* pentru rețele mai complexe, rezultă întotdeauna protecțiile a căror direcționare nu este necesară.

Schema principială (pentru o singură fază) a protecției maximale direcționale a unei linii este reprezentată în fig. 5.13.

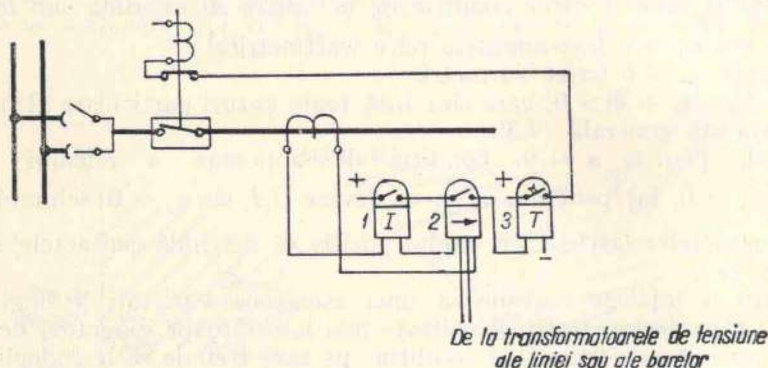


Fig. 5.13. Schema de principiu a protecției maximale direcționale a unei linii.

După cum se observă, pentru ca releul de timp *3* să fie excitat și să comande, după timpul reglat, declanșarea întreruptorului *I*, este necesar ca atît curentul să depășească valoarea reglată și deci releul maximal *1* să-și închidă contactele, cît și ca sensul de scurgere a puterii de scurtcircuit să fie de la bare spre linie, și deci releul direcțional *2* să-și închidă contactele.

După cum s-a arătat în cap. 4, releele direcționale sînt de diferite tipuri (electrodinamice, de inducție etc.), dar pentru oricare dintre ele expresia

momentului care acționează asupra echipajului mobil, determinînd închiderea contactelor, este

$$M = kU_rI_r \cos(\varphi_r + \alpha),$$

unde: U_r și I_r sînt tensiunea, respectiv curentul aplicate releului;
φ_r — unghiul dintre vectorii acestor două mărimi;
k și α — un factor de proporționalitate și un unghi care depind de caracteristicile constructive ale releului.

Dacă $M > 0$, releul își închide contactele, iar dacă $M < 0$, echipajul mobil tinde să se rotească în sens invers celui anterior și deci își menține contactele deschise. Deci condiția de acționare a unui releu direcțional este:

$$U_rI_r \cos(\varphi_r + \alpha) > 0. \tag{5.3}$$

Se observă că $U_rI_r \cos(\varphi_r + \alpha)$ este expresia unei puteri și se poate spune că releul își închide sau nu contactele, după cum această putere (fictivă) este pozitivă sau negativă. Din acest motiv, releele direcționale se mai numesc și *relee de putere*. Această putere fictivă nu este puterea care se scurge spre locul de scurtcircuit, dar, după cum se va arăta, sensul ei corespunde sensului de scurgere a puterii de scurtcircuit.

Unghiul α, numit și *unghiul interior al releului direcțional*, diferă după tipurile constructive ale releelor și se alege în funcție de destinația acestora. Astfel, releele direcționale de fabricație sovietică IMB-171/1, cele mai răspîndite la noi în țară, au, prin construcție, două unghiuri posibile, $\alpha = 30°$ și $\alpha = 45°$, la montarea releului în instalație alegîndu-se unul dintre ele.

Există și relee a căror condiție de acționare se exprimă sub formele:

$U_rI_r \cos \varphi_r > 0$ (așa-numitele relee wattmetrice);
$U_rI_r \sin \varphi_r > 0$ (relee varmetrice);
$U_rI_r \sin (\varphi_r + \delta) > 0$, care sînt însă toate cazuri particulare ale releului avînd expresia generală (9.3).

Astfel, pentru $\alpha = 0$, condiția de acționare a releului devine $U_rI_r \cos \varphi_r > 0$, iar pentru $\alpha = \frac{\pi}{2}$, ea devine $U_rI_r \sin \varphi_r < 0$; schimbîndu-se poziția contactelor (astfel încît cuplul pozitiv să deschidă contactele) rezultă $U_rI_r \sin \varphi_r > 0$.

Pentru a înțelege necesitatea unei asemenea varietăți a unghiurilor interioare ale releelor, trebuie analizate mai îndeaproape diagrama de acționare a unui releu direcțional și condițiile pe care trebuie să le îndeplinească acesta.

Spre deosebire de releele maximale, la care pentru a se produce acționarea este necesar și suficient ca un singur parametru (curentul) să depășească o anumită valoare, la releele direcționale concură trei parametri (tensiunea, curentul și unghiul dintre acestea) pentru a se obține cuplul necesar acționării. Orientarea corectă a releului direcțional este cu atît mai sigură cu cît cuplul este mai mare. Spre deosebire de releele maximale, valoarea necesară a acestui cuplu nu se reglează în exploatare, ci se caută pe cale constructivă ca ea să fie cît mai mică (micșorîndu-se frecările), pentru ca să se obțină o sensibilitate cît mai mare a releului.

În caz de scurtcircuit, unul dintre cei trei parametri (tensiunea) scade foarte mult, deci și cuplul scade: acesta este cu atît mai mare cu cît $\cos(\varphi_r + \alpha)$ este mai mare. Diversele tipuri constructive, prin care se obțin diferite unghiuri α, tind tocmai să realizeze, în funcție de condițiile rețelei, un $\cos(\varphi_r + \alpha)$ cît mai mare. Acesta este maxim pentru $\varphi_r + \alpha = 0$, deci pentru $\varphi_r = -\alpha$. Unghiul $\varphi_r = -\alpha$, pentru care cuplul releului direcțional (pentru o tensiune și un curent dat) este maxim, se mai numește și *unghi de sensibilitate maximă al releului.*

Cu aceste noțiuni, vom analiza diagrama de acționare a unui releu direcțional de un tip particular și anume releul wattmetric, a cărui condiție de acționare este $U_r I_r \cos\varphi_r > 0$.

În fig. 5.14, *a* este reprezentată diagrama de acționare a unui asemenea releu în funcție de unghiul φ_r. Considerînd ca origine de fază vectorul U_r, rezultă că pentru orice vector I_r situat în zona hașurată $\left(\text{care face cu } U_r \text{ un unghi în valoare absolută mai mic decît } \frac{\pi}{2}\right)$, cuplul este pozitiv și releul își închide contactele. Dar pentru U_r și I_r dați, acest cuplu este maxim dacă I_r este în fază cu U_r și descrește pe măsură ce I_r se defazează față de U_r, devenind nul pentru un defazaj de $\frac{\pi}{2}$, adică la marginea zonei hașurate. Pentru $\varphi_r = \frac{\pi}{2}$ cuplul este nul și releul nu-și închide contactele, oricît de mari ar fi U_r și I_r.

În fig. 5.14, *b* este prezentată diagrama de acționare a unui releu cu ecuația de acționare $U_r I_r \cos(\varphi_r + 45°) > 0$. Pentru $\varphi_r = -45°$ (unghiurile

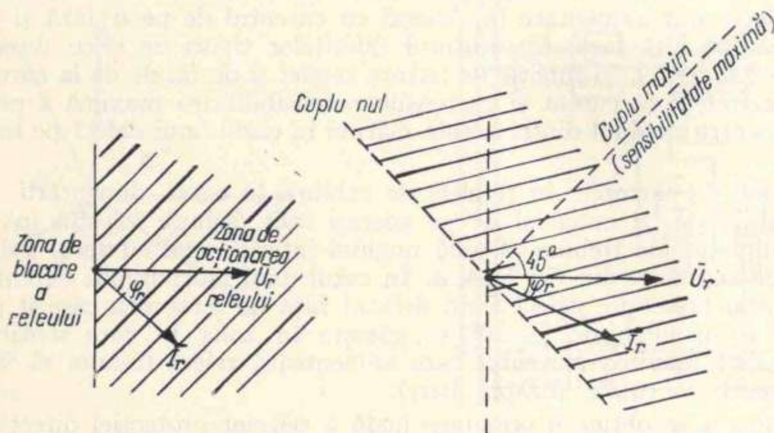


Fig. 5.14. Diagramele de acționare ale releelor direcționale: *a* — unghiul interior de 0°; *b* — unghiul interior de 45°.

pozitive se măsoară întotdeauna de la curent spre tensiune, în sens trigonometric) cuplul este maxim; el scade pînă la zero pentru $\varphi_r = 45°$ (căci $45° + 45° = 90°$) și pentru $\varphi_r = -135°$ (căci $-135° + 45° = 90°$).

Pentru orice releu direcţional se determină, la fel ca în fig. 5.14, *a* şi *b*, poziţiile vectorului I faţă de vectorul U pentru care releul acţionează, cum şi poziţia corespunzătoare sensibilităţii maxime a releului, în funcţie de unghiul interior α. În general, planul în care se poate roti vectorul I se împarte în două părţi printr-o dreaptă de cuplu nul (pe care dacă este situat vectorul I cuplul este nul şi releul nu se poate orienta), perpendiculara pe aceasta indicînd poziţia vectorului I pentru cuplul maxim.

5.3.2. Schemele de conectare ale releelor direcţionale

După cum s-a mai arătat, rolul releului direcţional este acela de a stabili sensul de scurgere a puterii de scurtcircuit, orientîndu-se în consecinţă. Ţinînd seama de această condiţie, pe baza diagramelor de acţionare ale releelor direcţionale, analizate mai înainte, rezultă necesitatea diferitelor unghiuri interioare.

Într-adevăr, unghiul de scurtcircuit φ_r (unghiul dintre tensiunea şi curentul de scurtcircuit) depinde de natura reţelei. Astfel, la liniile aeriene el variază în general între 60° şi 80°, dar poate fi şi mai mic (mai ales în cazul defectelor însoţite de arc electric), iar la cablurile de tensiune medii, între 0° şi 20°.

Pe de altă parte, în cazul scurtcircuitelor, tensiunea scade mult pe faza avariată (dacă defectul este foarte apropiat), devenind adesea practic nulă. Din acest motiv, pentru a se asigura şi în asemenea condiţii posibilitatea de orientare justă a releului direcţional, ţinîndu-se seama de faptul că scurtcircuitele trifazice (deci la care toate cele trei tensiuni scad foarte mult) sînt rare, releele sînt alimentate în general cu curentul de pe o fază şi cu tensiunea de pe altă fază. Cu ajutorul diferitelor tipuri de relee direcţionale se realizează astfel, în funcţie de natura reţelei şi de fazele de la care se alimentează releul cu curent şi cu tensiune, sensibilitatea maximă a protecţiei tocmai pentru unghiul dintre aceste mărimi în cazul unui defect pe linia protejată.

Astfel, de exemplu, în reţelele de cabluri, în cazul alimentării releului cu tensiunea şi cu curentul de pe aceeaşi fază (soluţie folosită în trecut), releele direcţionale trebuie să aibă unghiul interior egal cu zero, avînd diagrama de acţionare din fig. 5.14, *a*. În cazul unui scurtcircuit, curentul care circulă prin linie spre defect fiind defazat faţă de tensiunea care îl produce în urmă cu un unghi de 0—20°, se găseşte în zona în care sensibilitatea releului este maximă (curentul care alimentează releul trebuie să fie acela care circulă pe cablu, dinspre bare).

Pentru a se obţine o orientare justă a releelor protecţiei direcţionale a liniilor aeriene şi în cazul scurtcircuitelor apropiate, acestea se alimentează cu curentul unei faze şi cu tensiunea între celelalte două. Alimentîndu-se releul de pe faza R cu curentul I_R al liniei şi cu tensiunea U_{ST} între fazele S şi T, pentru ca acesta să acţioneze în cazul unui scurtcircuit în zona de sensibilitate maximă, se folosesc în general relee cu un unghi interior de 30° (tip IMB-171/1). Într-adevăr, considerîndu-se că unghiul de scurtcir-

cuit pentru liniile aeriene este de 60° (fig. 5.15), curentul I_R pe linie, în cazul unui scurtcircuit trifazat pe aceasta, va fi defazat cu 60° în urma tensiunii U_R, deci cu 30° înaintea tensiunii U_{ST}, adică tocmai în poziția în care cuplul

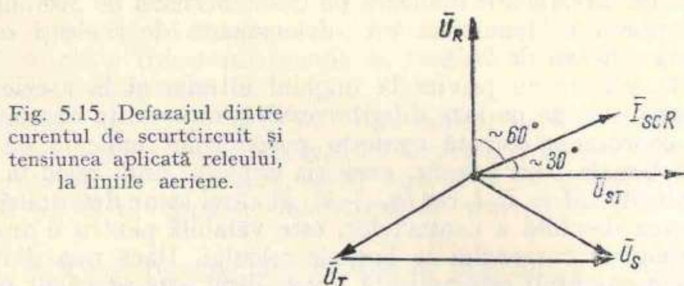


Fig. 5.15. Defazajul dintre curentul de scurtcircuit și tensiunea aplicată releului, la liniile aeriene.

(în funcție de unghiul φ_r) este maxim, căci φ_r fiind $-30°$, $\cos(\varphi_r + 30°) = 1$. Menționăm că releul trebuie alimentat cu curentul I_R care circulă pe linie dinspre bare.

Se observă deci că pot exista o multitudine de combinații între tensiunile și curenții care se aplică releelor pentru a se obține, în funcție de natura rețelei, protecții cu sensibilitate maximă (ținîndu-se seama de unghiul probabil dintre tensiunea și curentul de defect).

Combinarea curentului I_R cu tensiunea U_{ST} (fig. 5.15) și în mod similar a curentului I_S cu tensiunea U_{TR} sau a curentului I_T cu tensiunea U_{RS} este una dintre cele mai frecvent întîlnite și reprezintă „schema de 90°"; această denumire provine din faptul că fiecărei tensiuni între faze aplicate

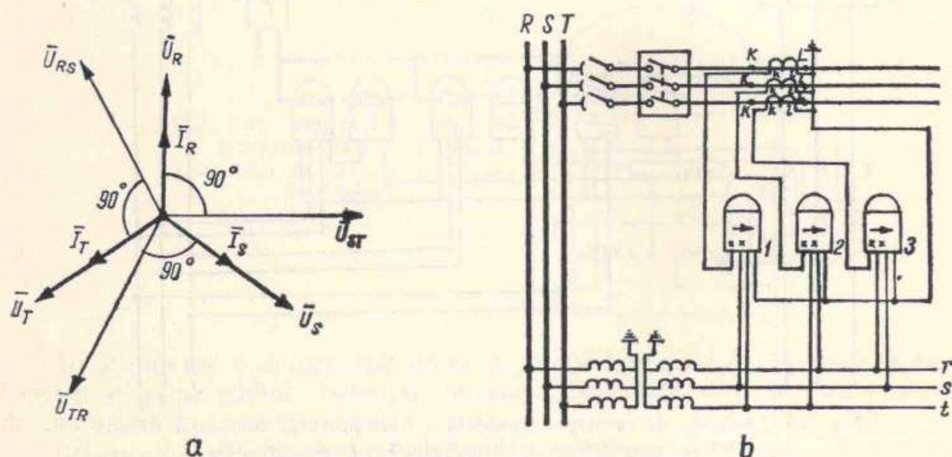


Fig. 5.16. Diagrama vectorială și schema de principiu a unei protecții direcționale realizate după schema de 90°.

releului i se asociază curentul unei faze defazate înainte cu 90° (v. fig. 5.16,*a*, unde curenții sînt reprezentați convențional în fază cu tensiunile fazelor respective). În fig. 5.16, *b* este reprezentată schema principială a unei protecții

realizate pe trei faze, conform schemei de 90°; releele maximale nu sînt reprezentate, iar *1, 2* și *3* reprezintă respectiv releele direcționale ale fazelor *R, S* și *T*.

În fig. 5.17 este reprezentată schema principială completă a unei protecții maximale direcționale realizată pe baza „schemei de 30°" de asemenea întîlnită în practică (denumirea este determinată de aceleași considerente ca și în cazul schemei de 90°).

Din cele arătate cu privire la unghiul interior și la asocierea tensiunilor și a curenților de pe faze diferite rezultă importanța deosebită pe care o prezintă conectarea corectă conform polarităților indicate de fabrică, a releelor direcționale. Într-adevăr, expresia cuplului unui releu în funcție de mărimile aplicate, $M = U_r I_r \cos(\varphi_r + \alpha)$, al cărei semn determină închiderea sau menținerea deschisă a contactelor, este valabilă pentru o anumită aplicare a tensiunii și curentului la bornele releului. Dacă una dintre mărimi (tensiunea sau curentul) este aplicată invers decît este prevăzut pentru tipul de releu respectiv, înseamnă că de fapt nu se aplică acea mărime ci o alta, egală și de sens contrar cu ea, iar releul nu se orientează corect.

Astfel, dacă releul *1* din fig. 5.16 ar fi alimentat cu curentul I_R invers decît prevede polaritatea releului, ar însemna că, de fapt, se aplică curen-

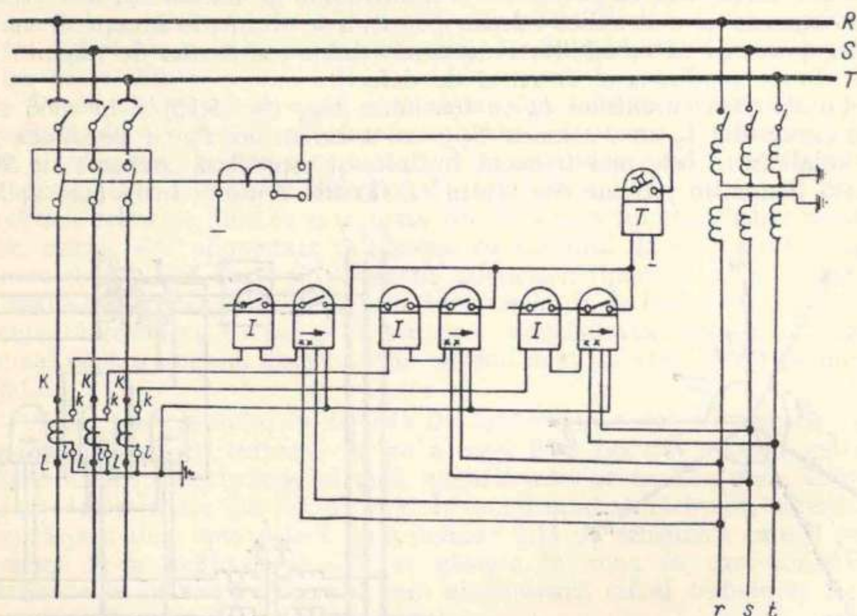


Fig. 5.17. Schema de principiu completă a unei protecții maximale direcționale temporizate, realizată după schema de 30°.

tul $-I_R$ și cuplul în sensul închiderii contactelor este maxim cînd $-I_R$ este defazat cu 60° în urma lui U_R (v. și fig. 5.15). Dacă I_R este curentul care pleacă de la bare spre linie, $-I_R$ este curentul care intră din linie spre bare; deci în acest caz releul permite declanșarea sub acțiunea curenților de defect care circulă prin linia protejată spre bare, adică acționează incorect.

Problemei conectării corecte a releelor direcționale trebuie să i se acorde cea mai mare atenție atît la montaj, cît și la verificările din exploatare, de ea depinzînd îndeplinirea corectă a rolului acestor relee, de a sesiza sensul scurgerii puterii de scurtcircuit și de a permite declanșarea numai atunci cînd acesta este dinspre bare spre linie. Pentru o conectare corectă trebuie ca atît releele cît și transformatoarele de tensiune și de curent să fie legate corect conform polarităților lor.

În schemele din fig. 5.16 și 5.17 s-au indicat bornele polarizate ale circuitelor de curent și de tensiune și legarea acestora la bornele corespunzătoare ale transformatoarelor de măsură, astfel încît să se asigure acționarea releelor numai cînd sensul de circulație al puterii de scurtcircuit este dinspre bare spre linie.

În fig. 5.18 este reprezentată schema de principiu a releului direcțional de fabricație sovietică IMB-171/1, cu indicarea bornelor polarizate. Principiul constructiv al acestui releu (cel mai frecvent folosit la noi în țară) a fost descris în cap. 4. După cum se vede, releul are două posibilități de conectare a bobinei de tensiune, prin care se pot realiza cele două unghiuri interioare (30° și 45°); folosindu-se bornele *7—8* pentru circuitul de tensiune, unghiul interior al releului este de 30°; dacă se folosesc bornele *1—8*, prin înserierea cu bobina de tensiune a rezistenței *r*, se realizează un unghi interior al releului de 45°.

O variantă mai modernă a releului IMB-171/1 o constituie releul RBM-171/1 care are un consum mai mic și o precizie mai mare, schema și unghiurile de sensibilitate maximă fiind aceleași la ambele variante.

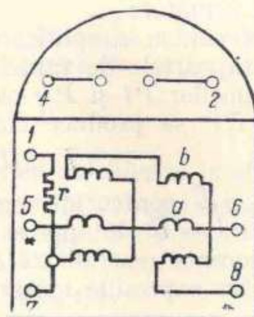


Fig. 5.18. Schema de principiu a releului IMB — 171/1: *a* — bobina de curent; *b* — bobina de tensiune.

În ultimii ani s-au introdus din ce în ce mai larg relee direcționale statice construite pe principiul „balanței electrice“, realizîndu-se și în țara noastră de către IRME asemenea relee.

Schema de principiu a unui astfel de releu și modul în care se obține un cuplu de acționare dependent de unghiul dintre tensiune și curent sînt prezentate în cele ce urmează.

Schema de principiu a releului este cea din fig. 5.19.

După cum se observă din fig. 5.19, puntea redresoare *P1* este alimentată cu o tensiune proporțională cu suma vectorială a curentului $\bar{I}$ și tensiunii $\bar{U}$,

iar puntea redresoare *P2* este alimentată cu diferenţa vectorială a aceloraşi mărimi. Obţinerea sumei şi diferenţei în cele două circuite se realizează prin înserierea în mod corespunzător a înfăşurărilor secundare ale transformatoarelor *T1* şi *T2*, cu considerarea polarităţii lor.

La ieşirile celor două punţi redresoare se obţin deci două tensiuni continui proporţionale, respectiv cu mărimile absolute $|\bar{I}+\bar{U}|$ şi $|\bar{I}-\bar{U}|$, curenţii pe care aceste două tensiuni tind să-i producă prin releul polarizat *RP* fiind

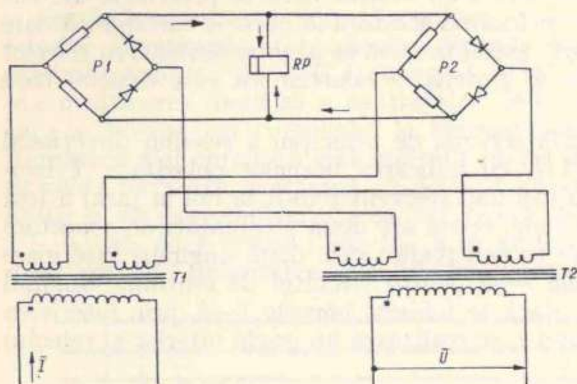


Fig. 5.19. Schema de principiu a releului direcţional „balanţă electrică".

de sensuri contrare. Releul *RP* fiind polarizat nu acţionează decît pentru un anumit sens al curentului care îl parcurge.

Ţinînd seama de aceasta, condiţia de acţionare a releului direcţional se deduce în felul următor:

Considerînd pentru simplificarea raţionamentului toţi factorii de proporţionalitate (rapoartele de transformare ale transformatoarelor *T1* şi *T2* şi coeficienţii punţilor *P1* şi *P2*) ca fiind unitari şi neglijînd frecările, acţionarea releului *RP* se produce cînd este satisfăcută relaţia

$$|\bar{I}+\bar{U}|>|\bar{I}-\bar{U}|.$$

Mărimile $\bar{I}$ şi $\bar{U}$ pentru un unghi φ între ele oarecare şi mărimile rezultante $\bar{I}+\bar{U}$ şi $\bar{I}-\bar{U}$ sînt prezentate în fig. 5.20.

Aplicînd teorema generalizată a lui Pitagora la triunghiurile formate în fig. 5.20 se obţin expresiile mărimilor rezultante, care sînt:

$$|\bar{I}+\bar{U}|=\sqrt{I^2+U^2+2UI\cos\varphi}$$

$$|\bar{I}-\bar{U}|=\sqrt{I^2+U^2-2UI\cos\varphi}\,.$$

Condiţia de acţionare a releului este deci:

$$\sqrt{I^2+U^2+2UI\cos\varphi}>\sqrt{I^2+U^2-2UI\cos\varphi}$$

respectiv (ridicînd cele două expresii la pătrat):

$$I^2+U^2+2UI\cos\varphi>I^2+U^2-2UI\cos\varphi$$

şi în definitiv

$$\cos\varphi>0.$$

Ultima expresie arată că releul din fig. 5.19 este un releu direcțional care va acționa pentru decalaje ale curentului în raport cu tensiunea variind între —90° și +90°, cuplul maxim obținîndu-se pentru cazul în care curentul este în fază cu tensiunea, adică un „releu wattmetric". Folosind aceeași schemă dar astfel încît în secundarul transformatorului *T2* să se obțină o

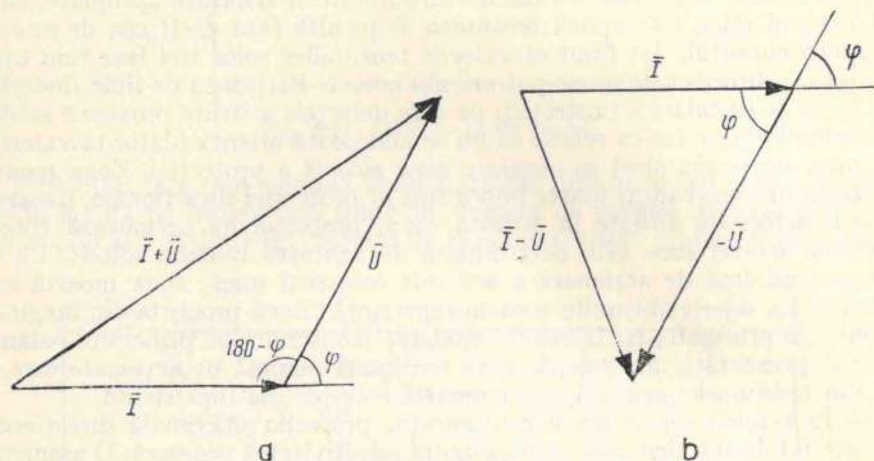


Fig. 5.20. Diagramele vectoriale ale releului direcțional „Balanță electrică": $a \cdot \bar{I}+\bar{U}$; $b \cdot \bar{I}-\bar{U}$.

tensiune decalată față de tensiunea $\bar{U}$ de alimentare a releului cu un unghi oarecare, se obține drept expresie a condiției de acționare

$$\cos(\varphi + \alpha) > 0.$$

Prin varierea unghiului α se obțin relee cu diferite unghiuri interioare.

Astfel, releele realizate în țară de către IRME au posibilitatea de a se obține (prin comutarea unor fișe) patru unghiuri de sensibilitate maximă și anume:

0°, 30° capacitiv, 90° capacitiv, 110° capacitiv.

5.3.3. Concluzii asupra protecției maximale direcționale

Protecția maximală direcțională prezintă o serie de importante calități care fac ca ea să fie folosită pe scară largă în toate rețelele. În primul rînd, după cum s-a arătat, ea poate fi folosită cu succes în rețele alimentate de la ambele capete, realizîndu-se selectivitatea necesară (care altfel nu ar putea fi realizată). Printre calitățile ei trebuie menționat de asemenea faptul că este formată din elemente simple și robuste, în comparație cu alte tipuri de protecții folosite în rețelele alimentate din mai multe părți.

Ea prezintă însă și o serie de dezavantaje care, ca și în cazul diferitelor tipuri de protecții maximale, o fac să nu poată fi adesea folosită drept unica protecție a unei linii; dintre acestea trebuie menționate următoarele:

— Folosirea temporizării în trepte crescătoare către surse face (ca și la protecția maximală) ca tocmai defectele apropiate de surse (deci cele mai grave) să dureze mai mult. În cazul scurtcircuitelor trifazate apropiate, chiar dacă fiecărui releu i se aplică tensiunea de pe altă fază decît cea de pe care i se aplică curentul, dat fiind că valorile tensiunilor celor trei faze tind către zero, releele direcționale nu se pot orienta corect. Porțiunea de linie (începînd de la locul de instalare a protecției) pe care defectele apărute provoacă scăderi ale tensiunilor care fac ca releele să nu se mai poată orienta (datorită valorilor prea mici ale tensiunilor) se numește *zona moartă* a protecției. Zona moartă reprezintă un dezavantaj foarte important al protecției direcționale, deoarece în cazul defectelor situate în această zonă, protecția nu acționează corect. Lungimea acestei zone este determinată de calitatea releului folosit. Cu cît tensiunea minimă de acționare a acestuia este mai mică, zona moartă este mai mică. La releele obișnuite aceasta reprezintă cîteva procente din lungimea întregii linii protejate, iar la releele moderne (construite pe principiul balanței electrice, prezentate mai sus), la care tensiunea minimă de acționare este de 2‰ din tensiunea nominală, zona moartă este practic inexistentă.

— În rețelele cu anumite configurații, protecția maximală direcțională nu poate fi folosită, deoarece ea nu asigură selectivitatea necesară. O asemenea configurație este cea constituită din două linii paralele care leagă două stații, prezentată în paragraful următor.

5.4. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ TRANSVERSALĂ A LINIILOR CU DUBLU CIRCUIT

5.4.1. Principiul și schema de funcționare

În cazul, frecvent întîlnit în practică, a două linii paralele care leagă între ele două stații (constituind o așa-numită „linie dublă" sau „linie cu dublu circuit") protecția maximală direcțională nu mai poate acționa selectiv. Aceasta se observă ușor din fig. 5.21, în care este reprezentată o porțiune de rețea constituită dintr-o asemenea linie, avînd surse la ambele capete.

În cazul cînd circuitele acestei linii sînt echipate la fiecare capăt cu cîte o protecție maximală direcțională în două trepte (una cu tăiere de curent și alta temporizată), există pericolul ca un defect apărut, de exemplu, pe circuitul *I*, în apropiere de mijlocul liniei, să nu fie sesizat de protecțiile rapide și la ambele capete (sau numai la un singur capăt, ceea ce nu schimbă situația) să acționeze protecțiile temporizate, care nu pot avea timpi diferiți de acționare și astfel, pentru un defect pe o linie, să fie deconectate ambele linii.

Pentru liniile cu dublu circuit se folosește aproape în totdeauna o protecție specială, realizată cu relee direcționale într-un montaj deosebit, care

asigură deconectarea rapidă și selectivă a circuitului defect. Aceasta este protecția diferențială transversală direcțională, numită și *protecție în octavă*, a cărei schemă de principiu (pe o fază) este reprezentată în fig. 5.22, *a*.

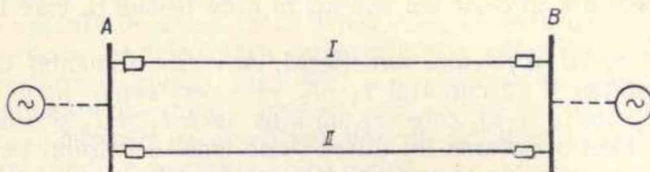


Fig. 5.21. Linie cu dublu circuit.

Protecția, care este comună pentru ambele linii în fiecare stație, se compune în esență pe fiecare fază dintr-un element de pornire, realizat printr-un releu maximal *1* și dintr-un element de selecție, realizat printr-un releu direc-

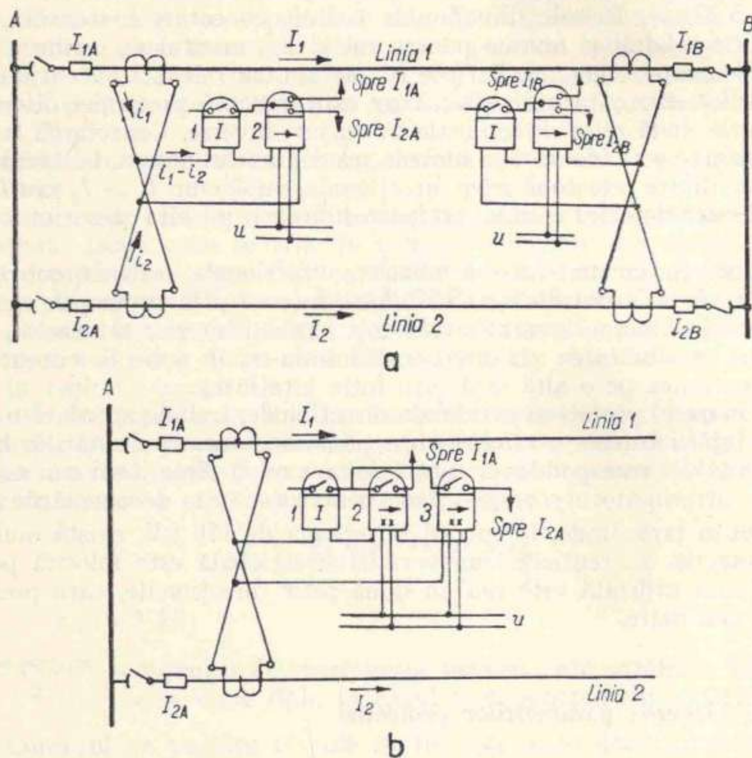


Fig. 5.22. Protecții diferențiale transversale direcționale:
a — schema de principiu; *b* — schema cu două relee direcționale.

țional *2*. Releul maximal și bobina de curent a releului direcțional sînt parcurse de diferența curenților de pe cele două linii, adică (dacă pentru simplificarea raționamentului se consideră că raportul de transformare al trans-

formatoarelor de curent este egal cu 1) de curentul $I_1 - I_2$. La apariția unui defect pe una dintre linii, curentul I_1 va fi diferit de curentul I_2, curentul mai mare fiind cel de pe linia avariată (diferența va fi numai în ce privește valoarea, defazajul φ al celor doi curenți față de tensiunea care îi determină fiind același).

Echipajul mobil al releului direcțional, care este alimentat cu tensiunea de pe barele stației și cu curentul $I_1 - I_2$, este deci supus unui cuplu $M = KU(I_1 - I_2) \cos(\varphi + \alpha)$, care are un sens dacă $I_1 > I_2$ și sensul contrar, dacă $I_2 > I_1$. Deci orientarea lui diferă după locul defectului pe o linie sau alta și este determinată de acesta. Dacă releul direcțional este astfel construit încît echipajul său să se poată roti liber în ambele sensuri și în fiecare sens să închidă anumite contacte (ca în fig. 5.22, *a*), acționarea va fi selectivă.

Protecția poate fi realizată și cu ajutorul releelor direcționale obișnuite, la care echipajul mobil se rotește într-un singur sens și care au numai contacte normal deschise, folosindu-se cîte două asemenea relee pentru fiecare fază (fig. 5.22, *b*). Releele direcționale trebuie conectate în sensuri inverse unul față de celălalt și anume pentru releul *2*, curentul i_r, conform polarităților indicate pe releu, va fi $I_1 - I_2$, iar pentru releul *3* curentul i_r va fi $I_2 - I_1$, adică diferența curenților, care este aplicată protecției diferențiale, parcurge cele două relee direcționale în sensuri inverse. Conectarea la circuitele de tensiune este identică la ambele relee. În felul acesta, își închide contactele unul dintre cele două relee direcționale, după cum $I_1 > I_2$ sau $I_2 > I_1$, deci după cum defectul este situat pe o linie sau pe alta și acționarea este selectivă.

Alimentarea cu tensiune a releelor direcționale, atît la schema din fig. 5.22, *a*, cît și la cea din fig. 5.22, *b*, se face ca și la protecțiile maximale direcționale, în funcție de natura rețelei și unghiul interior al releelor, pentru a se obține sensibilitatea maximă, combinîndu-se, în general, curentul unei faze, cu tensiunea pe o altă fază (sau între alte faze).

Ca și în cazul protecției maximale direcționale, trebuie acordată o atenție deosebită legării corecte a releelor direcționale conform polarităților lor (trebuie verificată și corespondența dintre fiecare releu direcțional sau contactul acestuia și întrerupătorul corespunzător) pentru a se evita deconectările greșite.

La noi în țară, unde, în special în rețeaua de 110 kV, există multe linii duble, protecția diferențială transversală direcțională este folosită pe scară largă; schema utilizată este cea cu două relee direcționale, care prezintă o siguranță mai mare.

5.4.2. Alegerea parametrilor protecției

Dintre cele două elemente constitutive principale ale protecției (de pornire și de selecție) este reglabil numai primul. Valoarea curentului de pornire al protecției (reglajul releului *1* din schemele indicate) se alege pornindu-se de la două condiții pe care trebuie să le îndeplinească acesta și anume:

a. Curentul de pornire trebuie să fie mai mare decît curentul maxim de dezechilibru care poate străbate protecția (ca urmare a inegalității curenților

secundari ai celor două linii) în cazul scurtcircuitelor exterioare. Acești curenți de dezechilibru se datoresc, după cum se știe, în primul rînd erorilor transformatoarelor de curent de pe cele două linii, erori care sînt cu atît mai mari cu cît curenții primari sînt mai mari, și deci cresc tocmai în condițiile unor scurtcircuite apărute în rețea. În al doilea rînd, curenții de dezechilibru pot apare și ca urmare a neidentității caracteristicilor celor două linii (diferențe între lungimi, între secțiunile sau așezarea conductoarelor, cum și între rezistențele de îmbinare de-a lungul liniilor), ceea ce face ca, în cazul unui scurtcircuit exterior, curenții pe cele două linii să fie diferiți. Ținînd seama de acestea, prima condiție se exprimă sub forma

$$I_p > I_{dez.max},$$

unde: $I_{dez.max}$ reprezintă suma a doi curenți, $I'_{dez.max}$ (datorit transformatoarelor de curent) și $I''_{dez.max}$ (datorit neidentității circuitelor).

Dacă cel de-al doilea termen nu poate fi micșorat, asupra primului se poate acționa în acest sens printr-o serie de mijloace și anume:

— folosirea unor transformatoare de curent de calitate bună, care nu se saturează la valorile curentului de scurtcircuit din rețeaua respectivă (în general pentru aceste protecții se folosesc transformatoare de curent de clasa D);

— micșorarea sarcinii transformatoarelor de curent, pentru micșorarea erorilor lor;

— alimentara releelor prin intermediul unor transformatoare cu saturație rapidă. După cum se știe, în primele momente ale defectului (cînd, datorită componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit, transformatoarele de curent au erori mari), raportul de transformare al transformatorului cu saturație rapidă crește; prin aceasta este posibilă reglarea releelor la valori mai mici decît curentul maxim de dezechilibru care poate apărea în regimul tranzitoriu.

Pentru protecțiile care folosesc transformatoare cu saturație rapidă (la noi în țară reprezintă cazul general), considerîndu-se cele două linii identice și eroarea maximă posibilă a transformatoarelor de curent de 10%, prima condiție de alegere a curentului de pornire devine:

$$I_p \geqslant k_{sig}\left(0{,}1\,\frac{I_{sc.max.ext}}{2}\right),$$

unde: $k_{sig} = 1{,}25$;

$\frac{I_{sc.max.ext}}{2}$ — curentul de scurtcircuit maxim care străbate fiecare din cele două linii, în cazul unui scurtcircuit exterior.

b. Curentul de pornire trebuie să fie mai mare decît curentul maxim de sarcină totală al ambelor linii, adică el trebuie ales, ca și curentul de pornire al protecției maximale a unei linii, cu formula (5.1). Necesitatea îndeplinirii acestei condiții se explică ușor pe baza schemei din fig. 5.22, *a*. Dacă, dintr-un motiv oarecare, întreruptorul I_{1B} al liniei *1* din stația *B*, de exemplu, declanșează (din cauza unei manevre greșite sau incorect, în cazul unui defect exterior), întreaga putere circulă de la stația *A* spre stația *B* (presupunînd

că acesta este sensul de circulație) numai prin linia 2. În stația A curentul I_1 este nul, deci releul direcțional își închide contactul corespunzător întreruptorului I_{2A} (deoarece $i_1 - i_2 < 0$) ; dacă și releul maximal își închide contactul, declanșează întreruptorul I_{2A} și, prin aceasta, legătura dintre stațiile A și B este total întreruptă. Nu a fost considerat (pentru studierea posibilității deconectării greșite a liniei 2 din stația A) cazul declanșării întreruptorului I_{1A} pentru că (după cum se va vedea) în practică schema duce la scoaterea din funcțiune a protecției din stație cînd unul dintre cele două întreruptoare declanșează. Dar declanșarea unui întrerupător dintr-o stație nu poate bloca protecția în cealaltă stație, și, din acest motiv, condiția (5.1) trebuie îndeplinită.

În majoritatea cazurilor, în special datorită măsurilor care se iau pentru micșorarea curentului de dezechilibru, condiția a doua este aceea care determină valoarea curentului de pornire al protecției.

5.4.3. Zona de acționare în cascadă și zona moartă ale protecției

Din cele expuse rezultă că protecția diferențială transversală direcțională este selectivă și rapidă, nefiind necesară nici o eșalonare în trepte de timp. Totuși ea nu asigură deconectarea rapidă a defectelor de pe întreaga lungime a liniilor, iar unele porțiuni mici ale acestora, în apropierea stațiilor, nu sînt protejate de loc. Porțiunea de linie pe care defectele nu sînt izolate rapid de la ambele capete, ci numai de la un capăt rapid, iar de la al doilea abia după ce s-a produs declanșarea la un capăt, constituie așa-numita *zonă de acționare în cascadă a protecției* (acționarea are loc în cascadă, întîi la un capăt și apoi la celălalt). Pentru fiecare protecție diferențială transversală, zona de acționare în cascadă este situată la capătul opus celui în care este instalată (fig. 5.23).

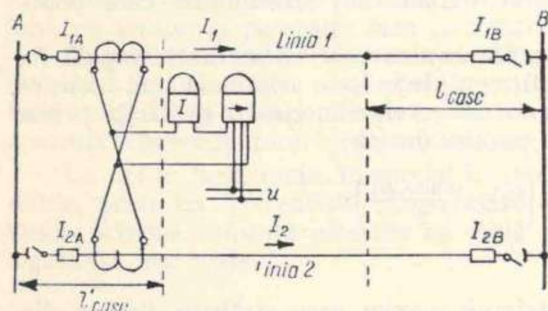


Fig. 5.23. Zona de acționare în cascadă.

Lungimea zonei de acționare în cascadă este determinată de valoarea aleasă a curentului I_p, fiind cu atît mai mare cu cît acesta este mai mare. Este ușor de observat că în cazul unui defect pe una dintre linii în apropierea stației B, curenții I_1 și I_2 sînt aproape egali și deci diferența $i_1 - i_2$ este aproape nulă și nu poate determina pornirea protecției. Cu cît I_p este mai mare, cu atît distanța față de stația B, la care trebuie să se producă un defect pe linie pentru ca diferența dintre cei doi curenți de scurtcircuit să determine pornirea, este mai mare.

Deci, pentru o anumită zonă măsurată începînd din stația B pe fiecare linie, notată cu l'_{casc}, protecția din stația A nu pornește. În stația B însă unde curenții sînt evident foarte diferiți (dacă în B nu există surse ei sînt chiar de sensuri contrare și $i_1 - i_2 = 2i_1$), acționarea se produce corect. Presupunînd că defectul se produce pe linia *1*, se observă că după declanșarea întreruptorului I_{1B} curentul de scurtcircuit circulă dinspre A numai pe linia *1* și deci (diferența $i_1 - i_2$ fiind egală cu i_1) acționează și protecția din A.

În mod similar protecția din B are o zonă, situată în apropierea stației A, în care ea nu pornește decît după ce s-a produs declanșarea din A; această zonă pe care o notăm cu l''_{casc}, depinde de valoarea curentului de pornire al protecției din B.

În total deci, pe fiecare linie există o zonă $l_{casc} = l'_{casc} + l''_{casc}$, în care defectele sînt lichidate prin declanșarea succesivă a celor două întreruptoare, timpul total de lichidare a defectelor fiind astfel egal cu suma timpilor proprii ai fiecărei protecții. În general, se consideră că zona de acționare în cascadă nu trebuie să depășească jumătate din lungimea liniei, pentru ca protecția să fie avantajoasă; în caz contrar se recurge la alte tipuri, care asigură o protecție rapidă pe porțiuni mai mari ale liniei protejate.

În afara zonei de acționare în cascadă, care se datorește releului maximal, protecția diferențială transversală direcțională mai are și o zonă, situată în apropierea stației unde este montată, în care nu acționează datorită releului direcțional. Într-adevăr, în cazul defectelor trifazate în apropierea stației A, tensiunea aplicată releului direcțional al protecției din această stație este practic nulă și acesta nu se poate orienta și deci nu acționează. Dar această zonă se află, pe de altă parte, în zona de acționare în cascadă a protecției din B, care astfel la rîndul ei nu acționează. În felul acesta defectele apărute în apropierea stației A (și în mod similar cele din apropierea stației B) nu sînt deconectate de nici una dintre protecții. Aceste porțiuni constituie așa-numita *zonă moartă* a protecției diferențiale transversale direcționale, similară (și avînd aceeași origine) cu cea a protecțiilor maximale direcționale. În mod normal (ca și la protecția maximală direcțională) zona moartă nu depășește cîteva procente din întreaga lungime a liniei, iar combinarea tensiunilor și a curenților de pe faze diferite la același releu are drept scop eliminarea totală a zonei moarte, în cazul defectelor care nu afectează toate cele trei faze.

5.4.4. Măsuri speciale pentru mărirea siguranței protecției

În schema protecției diferențiale transversale se prevăd de obicei o serie de conexiuni speciale, caracteristice ei, pentru mărirea siguranței de funcționare, care se folosesc și în protecțiile de acest tip din țara noastră.

Pentru a se împiedica acționarea incorectă a protecției în cazul declanșării unuia dintre întreruptoare, alimentarea cu curent continuu a acesteia se face prin bloc-contactele inseriate ale ambelor întreruptoare ale celor două linii (fig. 5.24, *a*) astfel încît, la deconectarea unuia dintre întrerupătoare, protecția iese automat din funcțiune.

Dacă nu ar fi prevăzută această blocare automată, ar exista pericolul ca, în perioadele în care una dintre linii ar fi întreruptă, la apariția unui

defect exterior, protecția acționînd ca o simplă protecție maximală direcțională rapidă (diferența curenților fiind chiar curentul liniei în funcțiune), să comande declanșarea. De asemenea, fără această blocare există pericolul declanșării în cascadă a ambelor întreruptoare ale liniilor dintr-o stație, în cazul unui defect pe una singură dintre ele. Astfel, de exemplu (v. fig. 5.24, *a*), la apariția unui defect pe linia *1*, în apropierea stației *A*, deci în zona de acțio-

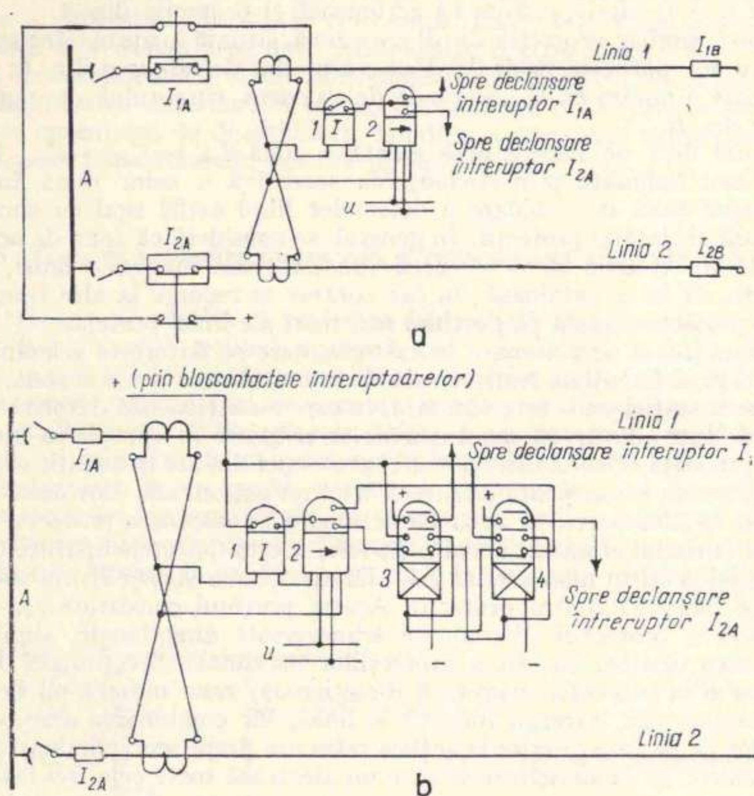


Fig. 5.24. Blocarea protecției diferențiale transversale:
a — blocarea la declanșarea unui întrerupător; *b* — blocarea reciprocă a întrerupătoarelor, prin comanda de declanșare.

nare în cascadă a protecției din *B*, după declanșarea întrerupătorului I_{1A} defectul ar continua să fie alimentat un timp prin linia *2* (pînă la declanșarea în cascadă a întreruptorului I_{1B}), dar în acest timp, curentul de defect circulînd numai prin linia *2*, releul direcțional *2* s-ar orienta spre declanșarea întreruptorului I_{2A} și, dacă circuitul de curent continuu nu ar fi întrerupt, s-ar produce declanșarea acestuia.

Scoaterea automată din funcțiune a protecției, prin bloc-contactele întreruptoarelor, este necesară dar nu și suficientă, căci datorită dereglării frecvente a acestora există pericolul ca ele să întrerupă circuitul de curent continuu cu întîrziere, după deschiderea contactelor principale ale întreruptorului și

prin aceasta să permită deconectarea celei de a doua linii. Ţinînd seama de acest pericol, se prevede în plus un al doilea blocaj reciproc al fiecărui întreruptor, care împiedică declanşarea unui întreruptor nu numai cînd celălalt este deschis, ci şi cînd acesta primeşte comanda de declanşare de la protecţie.

Schema de principiu a acestui blocaj reciproc este reprezentată în fig. 5.24, *b* (unde, pentru simplificare, nu este reprezentat şi primul blocaj, care se prevede în orice caz). Releele intermediare *3* şi *4* sînt prevăzute cu automenţinere pentru a asigura permanenţa blocajului, pînă la scoaterea totală din funcţiune a protecţiei.

5.4.5. Concluzii privind protecţia diferenţială transversală direcţională

După cum s-a arătat, această protecţie are importante calităţi, care o fac să fie folosită cu succes, constituind, cu foarte rare excepţii, soluţia optimă pentru această configuraţie specială de reţea. Calităţile ei principale sînt selectivitatea, rapiditatea şi siguranţa în funcţionare.

În acelaşi timp, însă, trebuie menţionate şi anumite dezavantaje ale acestei protecţii. Ea nu poate fi folosită decît cînd ambele circuite sînt în funcţiune şi, din acest motiv, nu poate fi unica protecţie a acestora. Posibilitatea de acţionare în cascadă a protecţiei constituie de asemenea un dezavantaj, deoarece, în anumite reţele, timpul total de declanşare la care se ajunge este prea mare, din punctul de vedere al stabilităţii în funcţionare. În sfîrşit, zona moartă constituie şi ea un dezavantaj important al acestei protecţii.

Avantajele ei precumpănind însă în măsură importantă asupra dezavantajelor fac, după cum s-a mai arătat, să fie răspîndită pe scară largă.

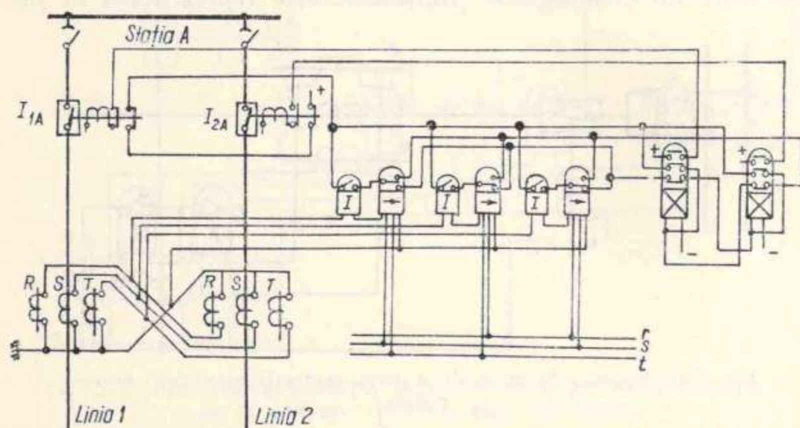


Fig. 5.25. Schema de principiu a unei protecţii diferenţiale transversale direcţionale trifazate.

În fig. 5.25 este reprezentată schema de principiu trifazată a acestei protecţii, conţinînd blocajele menţionate şi folosind, pentru releele direcţionale, conectarea după schema de 90°.

5.5. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA SCURTCIRCUITELOR MONOFAZATE ÎN REȚELELE CU PUNCTUL NEUTRU LEGAT DIRECT LA PĂMÎNT

După cum s-a arătat în cap. 2, deteriorarea izolației față de pămînt a unei faze constituie, în rețelele cu punctul neutru legat direct la pămînt, un scurtcircuit monofazat, care are ca urmare creșterea importantă a curentului și scăderea tensiunii pe faza respectivă. Rezultă, pe de o parte, că rețeaua trebuie protejată împotriva unor asemenea defecte (care trebuie izolate), iar pe de altă parte, că protecția maximală obișnuită a liniei sesizează apariția scurtcircuitelor monofazate și deci constituie implicit o protecție împotriva acestor defecte.

Totuși, în general, în marea majoritate a cazurilor liniile electrice ale rețelelor care funcționează cu punctul neutru legat direct la pămînt sînt prevăzute cu o protecție specială împotriva defectelor însoțite de puneri la pămînt. Această protecție specială este necesară datorită sensibilității insuficiente pe care o prezintă, în cele mai multe cazuri, protecția maximală obișnuită, față de defectele monofazate.

Într-adevăr, după cum se știe, curentul de scurtcircuit monofazat este adesea mai mic decît curenții de scurtcircuit bifazat și trifazat, iar protecția maximală obișnuită, care trebuie reglată la valori superioare curentului de sarcină poate să nu sesizeze asemenea defecte. Totodată, protecția specială împotriva scurtcircuitelor cu punere la pămînt este simplă, ieftină, sensibilă și sigură; de aceea, ea este folosită pe scară largă.

Schema principală a acestei protecții, numită și *protecție homopolară* (denumire care nu este riguros științifică), este reprezentată în fig. 5.26.

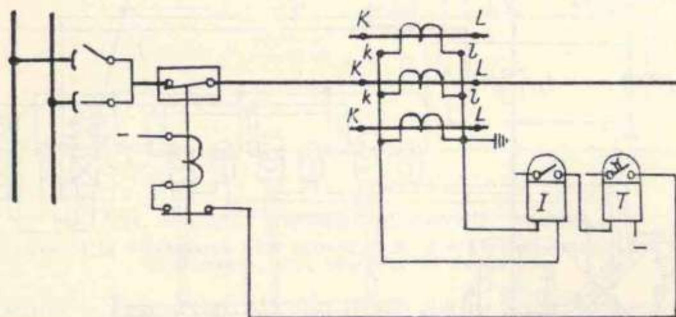


Fig. 5.26. Schema de principiu a unei protecții maximale homopolare.

Ea constă de fapt dintr-o protecție maximală obișnuită (compusă dintr-un releu maximal și unul de timp), alimentată de la înfășurările secundare legate în paralel ale transformatoarelor de curent ale celor trei faze ale liniei protejate, care după cum s-a arătat în cap. 3 formează așa-numitul *filtru de secvență homopolară*.

Curentul care alimentează protecţia reprezintă suma curenţilor de pe cele trei faze, adică tocmai curentul homopolar al liniei respective (mărit de trei ori).

Deci în funcţionare normală (ca dealtfel şi în cazul scurtcircuitelor trifazate şi bifazate), neexistînd curent homopolar, curentul care parcurge protecţia este practic nul (există doar un mic curent de dezechilibru datorit erorilor transformatoarelor de curent). Din acest motiv protecţia poate fi reglată foarte sensibil, indiferent de valoarea curentului de sarcină, ceea ce constituie o mare calitate a ei. În practică protecţia se reglează la 40—60% din curentul nominal $\left(\text{după cum s-a arătat protecţia maximală obişnuită trebuia reglată la } \frac{k_{sig}}{k_{rev}} I_{sarc}\right)$.

Pentru alimentarea protecţiei homopolare nu sînt necesare transformatoare de curent speciale, care să formeze filtrul de secvenţă homopolară, ci pot fi folosite transformatoare care alimentează celelalte protecţii (sau aparate de măsurat) care se leagă apoi în paralel. Montajul cel mai frecvent folosit este cel reprezentat în fig. 5.27. Protecţia împotriva defectelor polifazate se instalează doar pe două faze (deoarece întotdeauna cel puţin una este parcursă de curentul de defect), iar transformatoarele de curent se leagă în paralel în mod corespunzător, după alimentarea releelor respective.

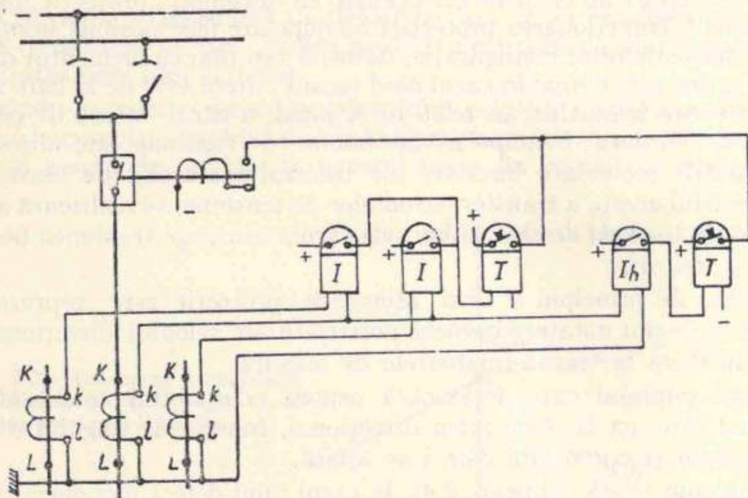


Fig. 5.27. Alimentarea protecţiei maximale şi a protecţiei homopolare de la aceleaşi transformatoare de curent.

Ca şi protecţia împotriva scurtcircuitelor polifazate, protecţia homopolară poate fi netemporizată sau temporizată, în care caz principiul alegerii treptelor de timp este acelaşi ca şi al protecţiei maximale, timpii de acţionare crescînd pe măsura apropierii de surse. Trebuie menţionat însă că, pentru aceeaşi linie, protecţia homopolară are în general o temporizare mai mică decît protecţia

maximală. Aceasta se explică prin faptul că de obicei, chiar pentru linia cea mai depărtată de sursă, timpul protecției maximale trebuie să fie superior timpului protecțiilor transformatoarelor din stația pe care o alimentează (cu excepția rarelor cazuri în care, prin reglajul de curent, ea este desensibilizată față de defectele apărute dincolo de aceste transformatoare).

Protecția homopolară a aceleiași linii terminale însă, nesesizînd decît defectele cu punere la pămînt din rețeaua legată electric cu linia, nu trebuie să aibă un timp superior celui al protecției transformatoarelor (care adesea au un timp destul de mare), ci poate fi netemporizată. Această diferență între temporizările protecțiilor maximală și homopolară se menține evident și pe celelalte linii, pe măsura apropierii de sursă.

Posibilitatea realizării unor timpi de acționare mai mici constituie al doilea avantaj (pe lîngă sensibilitate) al protecției homopolare. Totodată, ca și în cazul protecției maximale simple nedirecționale, domeniul de utilizare al protecției homopolare simple (de curent) este limitat în general la rețelele radiale alimentate de la un singur capăt. Trebuie observat însă că de fapt acest domeniu este mai restrîns pentru protecția homopolară, deoarece locul punerii la pămînt este alimentat nu numai de sursele de energie ci și de toate transformatoarele al căror punct neutru este legat la pămînt.

Protecția homopolară se folosește de asemenea, cu bune rezultate în rețelele alimentate din mai multe părți sau în cele buclate, dar în asemenea cazuri i se adaugă un element direcțional, ea devenind „protecție homopolară direcțională". Direcționarea protecției homopolare face posibilă folosirea acesteia în rețelele de orice configurație, datorită faptului că elementul direcțional permite acționarea numai în cazul cînd sensul puterii este de la bare spre linie. Acest sens este sesizat de un releu direcțional, a cărui bobină de curent este parcursă de curentul homopolar, iar bobina de tensiune este alimentată de la înfășurările secundare înseriate ale transformatoarelor de tensiune; prin legarea în felul acesta a transformatoarelor de tensiune, se realizează așa-numitul *montaj în triunghi deschis*, la bornele căruia se culege tensiunea homopolară mărită de trei ori.

Schema de principiu a unei asemenea protecții este reprezentată în fig. 5.28, unde sînt notate și bornele polarizate ale releului direcțional cum și legarea acestora la transformatoarele de măsură.

Sensul cuplului care acționează asupra echipajului mobil al releului direcțional este, ca la orice releu direcțional, funcție de unghiul dintre vectorii tensiunii și curentului care i se aplică.

După cum se știe (subcap. 2.4), în cazul unui defect monofazat tensiunea pe faza defectă scade foarte mult (la locul defectului ea fiind chiar nulă), deci suma tensiunilor față de pămînt ale celor trei faze este un vector de sens contrar tensiunii pe fază defectă în funcționare normală. Pe de altă parte, curentul homopolar, a cărui valoare întreită reprezintă chiar curentul pe faza defectă, fiind generat de tensiunea dintre această fază și pămînt, este defazat în urma acesteia cu un unghi care depinde de caracteristicile rețelei.

Deci, la orice linie, în cazul unui defect monofazat, unghiul dintre curentul homopolar şi tensiunea homopolară este determinat şi permite stabilirea locului defectului (spre linie sau spre bare). Acest lucru se observă cu uşurinţă

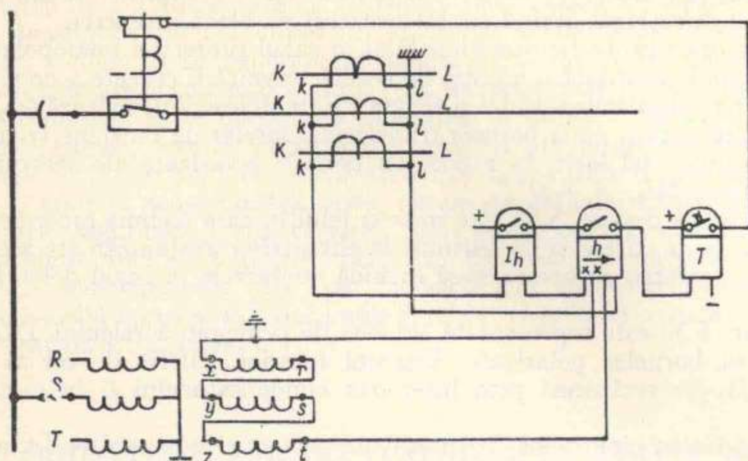


Fig. 5.28. Schema de principiu a protecţiei homopolare direcţionale.

din fig. 5.29, unde se consideră un defect pe faza R, în imediata apropiere a protecţiei (tensiunea pe faza R este nulă) şi un unghi de scurtcircuit de 70° (corespunzător unei linii aeriene).

Aplicîndu-se releului direcţional (conform polarităţii sale) tensiunea $-3U_0$ şi curentul homopolar, unghiul dintre vectorii respectivi va fi de aproximativ 70°. Ţinînd seama de unghiul în general mare (în special la reţele aeriene)

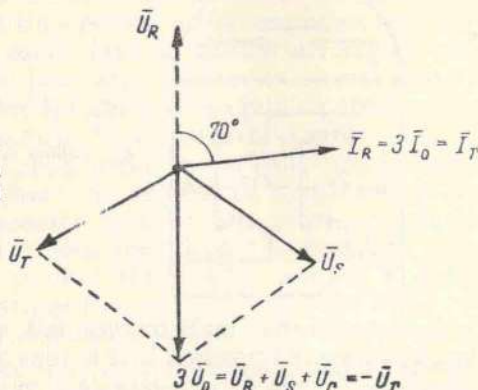


Fig. 5.29. Tensiunea homopolară şi curentul homopolar în cazul unui scurtcircuit pe faza R.

dintre aceste mărimi, releele direcţionale folosite pentru protecţiile homopolare sînt de tipul sin φ, adică au cuplul de forma $M = kU_rI_r \sin(\varphi_r + \alpha)$. Astfel, de exemplu, releele de fabricaţie sovietică tip IMB-178/1, folosite pentru

aceste protecții, au un unghi interior $\alpha = +20°$, deci sensibilitatea maximă pentru un unghi de 70° între tensiune și curent. În cazul unui defect monofazat situat înaintea barelor la care este racordată linia protejată, curentul homopolar, circulînd spre bare, va fi defazat cu 180° față de cel din fig. 5.29, deci releul direcțional (avînd cuplul negativ) va bloca protecția.

Ca la orice protecție direcțională și în cazul protecției homopolare direcționale trebuie acordată o atenție deosebită executării corecte a conexiunilor, în raport cu polaritățile releului și ale transformatoarelor de măsură (se observă, astfel, că tensiunea de la bornele transformatoarelor de tensiune trebuie aplicată releului astfel încît, în raport cu bornele polarizate ale acestuia, să se conecteze nu $3U_0$, ci $-3U_0$).

În schema din fig. 5.28 este indicat felul în care trebuie racordate transformatoarele de curent și de tensiune la circuitele corespunzătoare ale releului direcțional, pentru ca acesta să-și închidă contactele în cazul defectelor spre linie.

În fig. 5.30 este reprezentată schema de principiu a releului IMB-178/1, cu notarea bornelor polarizate. Unghiul interior, diferit de cel al releului IMB-171/1, se realizează prin înserierea condensatorului C în circuitul de tensiune.

Integritatea circuitelor de curent ale protecției homopolare trebuie verificată în mod special, căci întreruperea unuia dintre circuitele secundare (care poate avea loc în exploatare prin slăbirea unui contact) poate duce la deconectarea greșită a liniei, deoarece, după cum s-a văzut, curentul de pornire al protecției este mai mic decît curentul de sarcină al liniei, iar suma vectorială a celor doi curenți din circuitele neîntrerupte este egală cu curentul de sarcină.

De asemenea, menționăm că pentru a funcționa corect transformatoarele de tensiune folosite pentru obținerea tensiunii homopolare trebuie să fie monofazate sau trifazate cu cinci miezuri.

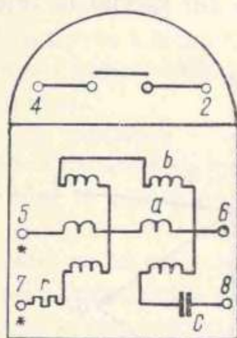


Fig. 5.30. Schema de principiu a releului IMB-178/1:
a — bobina de curent; b — bobina de tensiune.

Ca și protecția maximală direcțională, protecția homopolară direcțională are o largă folosire. Ea prezintă însă în plus avantajul că nu are o zonă moartă. Într-adevăr, tensiunea homopolară este cu atît mai mare cu cît defectul este mai apropiat, deci invers decît în cazul defectelor între faze, cînd tensiunea scade cu apropierea față de defect.

La liniile cu dublu circuit, protecția homopolară direcțională (ca și cea împotriva defectelor polifazate) nu dă rezultate bune, neasigurînd selectivi-

atea necesară. Se folosește cu succes protecția homopolară diferențială transversală direcțională; aceasta are o schemă similară celei împotriva defectelor polifazate, cu observația că este parcursă de diferența curenților homopolari ai celor două linii și alimentată cu tensiunea homopolară a barelor. Protecția este mai sensibilă decît cea împotriva defectelor polifazate, căci curentul de pornire nu trebuie să fie superior curentului de sarcină (ceea ce micșorează zona de funcționare în cascadă) și, după cum s-a menționat, nu are zonă moartă. Din aceste motive, ea se folosește întotdeauna la liniile duble.

Din cele expuse rezultă importantele calități ale protecției homopolare, în diferitele ei forme (maximală, direcțională, diferențială transversală direcțională) și anume: sensibilitatea mare, timpii de acționare mici, inexistența zonei moarte, siguranța în funcționare. Toate aceste calități, cum și faptul că ea constituie o protecție împotriva defectelor celor mai frecvente (aproximativ 85% dintre scurtcircuitele care apar în rețele sînt cu punere la pămînt), o fac să fie folosită aproape la toate liniile rețelelor care funcționează cu punctul neutru legat direct la pămînt.

5.6. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA PUNERILOR LA PĂMÎNT ÎN REȚELE CU NEUTRUL IZOLAT SAU COMPENSATE

5.6.1. Semnalizarea generală a punerilor la pămînt

În cap. 2 au fost explicate pe larg fenomenele legate de punerea la pămînt a unei faze în rețelele cu neutrul izolat sau compensate (legate la pămînt prin bobină sau transformator de stingere). S-a arătat că în astfel de rețele apariția unei puneri la pămînt determină o modificare a tensiunilor față de pămînt a tuturor fazelor și a punctului neutru a rețelei, astfel: tensiunea față de pămînt a fazei defecte devine nulă, tensiunile față de pămînt ale fazelor sănătoase cresc devenind egale cu tensiunile între faze iar punctul neutru, care înainte de defect avea potențialul pămîntului, capătă acum față de acesta, o tensiune egală și de sens contrar cu tensiunea pe fază a fazei defecte.

Curenții de punere la pămînt, în general, nu au valori mari, comparabile cu curenții de scurtcircuit monofazat din rețelele cu neutrul legat direct la pămînt (în cazul rețelelor compensate curenții prin locul de defect pot fi reduși la valori de cîțiva amperi) și din acest motiv — dacă sînt îndeplinite condițiile impuse de prescripții privind stabilitatea termică a prizelor de pămînt și tensiunea de pas și de atingere — rețelele cu neutrul izolat sau compensate pot funcționa timp mai îndelungat cu o punere la pămînt.

Indiferent dacă rețeaua poate funcționa timp mai îndelungat sau nu cu o punere la pămînt, în toate stațiile sale (inclusiv în punctele de alimentare) pe toate secțiile și sistemele de bare care pot funcționa independent trebuie să existe cel puțin o schemă de semnalizare generală a punerilor la pămînt. După cum se va vedea, dispozitivele de semnalizare indică numai faza din întreaga rețea legată electric la barele stației respective pe care a apărut punerea

la pămînt, fără a putea să selecteze linia cu defect. Este totuşi important să fie cunoscută faza pe care s-a produs punerea la pămînt, chiar dacă este trecătoare. Dacă punerile la pămînt apar în repetate rînduri pe acelaşi conductor se poate presupune că este unul şi acelaşi defect. La defectele ce apar la intervale scurte pe diferite faze se poate presupune că va apare curînd o dublă punere la pămînt sau un scurtcircuit.

În fig. 5.31 sînt reprezentate diferite scheme folosite pentru semnalizarea generală (neselectivă) a punerilor la pămînt.

În schema din fig. 5.31, *a*, releul maximal de tensiune este excitat, în cazul unei puneri la pămînt, de o tensiune — apărută între neutrul artificial format

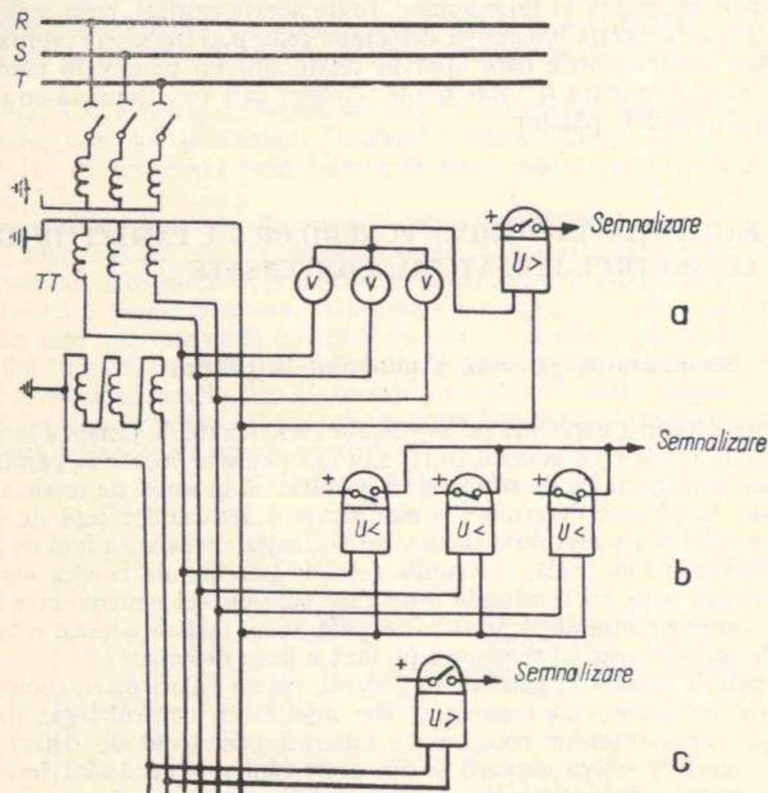


Fig. 5.31. Diferite scheme folosite pentru semnalizarea generală a punerilor la pămînt.

de legarea în stea a trei voltmetre şi neutrul înfăşurării de joasă tensiune a transformatorului de măsură — proporţională cu tensiunea de deplasare a neutrului reţelei şi semnalizează (cel puţin sonor) defectul; voltmetrul de pe faza cu punere la pămînt va arăta zero iar tensiunile celorlalte două voltmetre vor creşte pînă la valoarea tensiunilor între faze.

În schema din fig. 5.31, *b* se folosesc în locul voltmetrelor relee minimale de tensiune (prevăzute cu clapetă indicatoare de funcționare sau să excite fiecare un releu de semnalizare). La apariția unei puneri la pămînt releul de pe faza defectă își va închide contactul și va semnaliza.

În schema din fig. 5.31, *c* se folosește un singur releu maximal de tensiune legat la bornele secundarului în triunghi deschis al transformatorului de tensiune. Releul este reglat să acționeze la 30—60 V (în cazul în care înfășurarea în triunghi este construită pentru 100 V tensiune homopolară la borne). La apariția unei puneri la pămînt i se va aplica releului o tensiune homopolară de trei ori mai mare decît tensiunea pe fază a rețelei respective iar releul va semnaliza indicînd numai apariția defectului fără a se cunoaște faza. Pentru determinarea fazei cu defect este necesar și un voltmetru care, prin intermediul unui comutator, să fie conectat pe rînd la cele trei faze.

Linia cu defect poate fi determinată fie prin acționarea la semnalizare sau declanșare a protecțiilor selective contra punerilor la pămînt — dacă aceste protecții sînt instalate în stația respectivă — fie prin deconectarea manuală, pe rînd pentru puțin timp, a tuturor liniilor stației în cazul în care nu există protecții selective; linia defectă este aceea la a cărei deconectare se întrerupe semnalizarea punerii la pămînt. Deconectarea manuală, succesivă a liniilor, pentru determinarea liniei cu punere la pămînt nu se folosește decît în cazul rețelelor de întindere mică și cu consumatori mai puțin importanți (care admit întreruperi de scurtă durată).

În cazul rețelelor importante, cu consumatori care nu pot fi întrerupți nici pentru scurt timp, pentru determinarea liniei cu punere la pămînt se instalează protecții mai complicate și mai scumpe care pot semnaliza sau declanșa selectiv linia cu punere la pămînt.

5.6.2. Protecții selective contra punerilor la pămînt. Generalități

Protecțiile folosite în rețelele electrice pentru detectarea selectivă a punerilor la pămînt sînt de tipuri speciale, principiile lor ținînd seama de particularitățile acestui gen de defecte și în primul rînd de faptul că valorile curenților de punere la pămînt sînt în general mult mai mici decît curenții normali de sarcină și, din acest motiv, nu pot fi sesizați de protecțiile maximale de curent ale liniilor.

Datorită în special faptului că acest curent de defect este mic, a fost nevoie de o protecție specială, foarte sensibilă și care totodată să nu acționeze la curenți de sarcină. Se folosește în acest caz una din următoarele soluții:

— protecții maximale de curent homopolar;

— protecții homopolare direcționale;

— protecții cu relee sensibile la curenți homopolari de armonici superioare;

— protecții de distanță.

Conform prescripţiilor, protecţii selective contra punerilor la pămînt se prevăd în staţii cu cel puţin trei linii unde natura consumatorilor nu permite detectarea liniei puse la pămînt prin deconectări succesive ale liniilor.

Protecţia selectivă va acţiona de regulă la semnalizare. În cazurile de mai jos protecţia va acţiona la declanşare:

— în instalaţiile în care din punct de vedere al protecţiei muncii (pericole de electrocutare, explozii, incendii), nu se admite funcţionarea cu o punere la pămînt;

— în situaţiile cînd durata de intervenţie a personalului de exploatare pentru izolarea locului de defect depăşeşte timpul de menţinere a stabilităţii termice a prizelor de pămînt.

5.6.3. Protecţia maximală de curent homopolar contra punerilor la pămînt

Această protecţie este constituită dintr-o protecţie maximală de curent alimentată de curentul homopolar al liniei protejate prin intermediul unui filtru de curent de secvenţă homopolară realizat fie prin montajul Holmgreen a trei transformatoare de curent în cazul cînd linia pleacă aerian, fie cu un transformator inelar (toroidal) în cazul în care linia pleacă în cablu.

Protecţia realizată după această schemă sesizează punerile la pămînt fără a acţiona în cazul defectelor bifazate şi trifazate. Posibilitatea folosirii protecţiei maximale homopolare pentru sesizarea punerilor la pămînt rezultă din fig. 5.32 în care este reprezentată o reţea cu neutrul izolat, cu mai multe linii aeriene radiale.

În cazul unei puneri la pămînt pe o fază a unei linii (în cazul nostru pe faza R a liniei L_1) prin capacităţile faţă de pămînt ale celorlalte două faze sănătoase ale tuturor liniilor vor circula spre locul defectului curenţi care se vor însuma şi se vor întoarce spre sursă prin faza defectă. Faza R din întreaga reţea avînd potenţialul zero, nu vor exista curenţi capacitivi care să circule din această fază către pămînt. Se observă că — spre deosebire de cazul funcţionării normale sau al unui scurtcircuit — suma curenţilor celor trei faze nu mai este în acest caz nulă. Într-adevăr, curentul care se întoarce spre sursă prin faza R este egal cu suma curenţilor care circulă prin capacităţile faţă de pămînt ale fazelor S şi T ale tuturor liniilor.

Deci numai o parte a curentului din faza defectă este echilibrată de curenţii fazelor sănătoase ale liniei L_1 (avînd sensuri contrarii) iar restul este egal cu suma curenţilor capacitivi ai fazelor S şi T ale celorlalte linii (în cazul nostru L_2, L_3 şi L_4); acesta este tocmai curentul rezidual primar (homopolar) din linia cu defect care transformat de către filtru va excita releul.

Totodată, din fig. 5.32 se observă că nu numai pe linia defectă există un curent rezidual (homopolar) care străbate protecţia, ci şi pe fiecare dintre liniile sănătoase suma curenţilor celor trei faze nu mai este nulă, ci este egală cu suma vectorială a curenţilor care se scurg spre locul defectului, prin capacităţile faţă de pămînt ale fazelor S şi T ale liniei respective; acest curent este cu atît mai mare cu cît capacităţile sînt mai mari, deci cu cît linia este mai lungă (numai la sursă suma curenţilor celor trei faze este nulă).

Cu o mică aproximație, acești curenți reziduali, capacitivi, care apar pe linii, la o punere la pămînt, pot fi calculați cu formulele:

— pentru linii aeriene $I = \frac{U \cdot l}{350}$ [A];

— pentru linii în cablu $I = \frac{U \cdot l}{10}$ [A],

în care: U este tensiunea, în kV;
l — lungimea liniei respective, în km.

Desigur că, la locul de defect, curentul de punere la pămînt, I_{pp}, se va calcula cu aceleași formule ținînd seama însă de lungimea totală a liniilor aeriene și a liniilor în cablu ce formează rețeaua considerată.

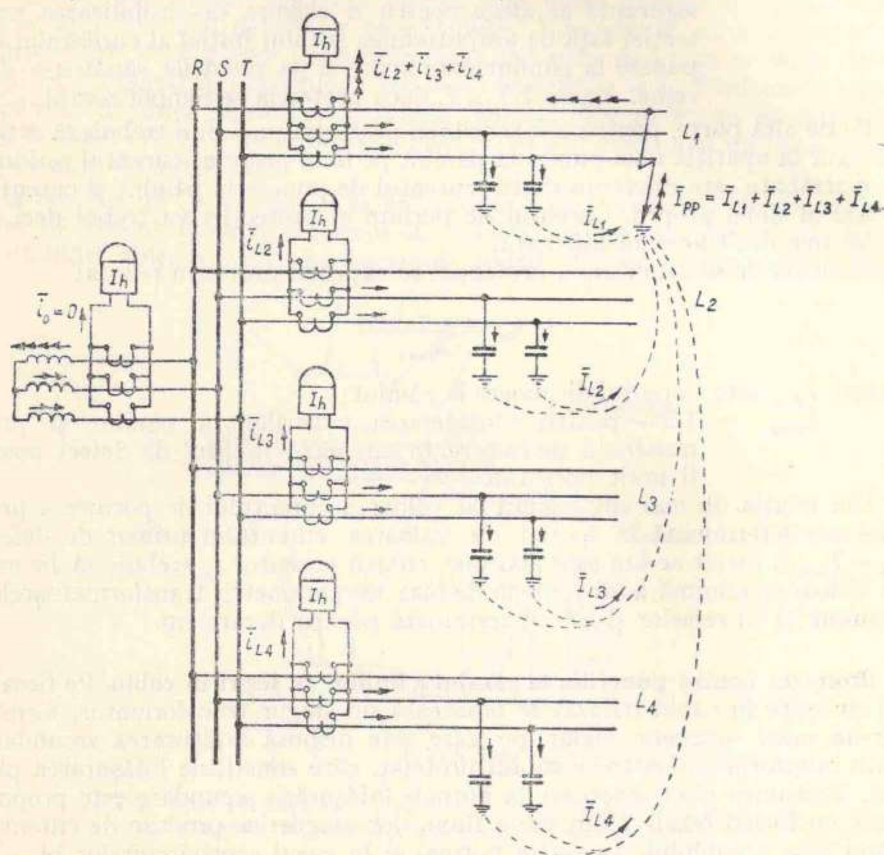


Fig. 5.32. Circulația curenților de defect în cazul unei puneri la pămînt într-o rețea cu neutrul izolat.

Din cele expuse rezultă și condițiile pe care trebuie să le îndeplinească protecția homopolară împotriva punerilor la pămînt, pentru a fi selectivă și sensibilă.

Pentru a fi selectivă, protecția trebuie să nu acționeze la curentul rezidual care circulă pe linia proprie (pe care este montată) în cazul unei puneri la pămînt pe o altă linie, deci curentul ei de pornire trebuie să fie mai mare decît curentul rezidual al liniei proprii, în cazul unei puneri la pămînt. Această condiție se exprimă prin relația

$$I_p \geqslant k_{sig} \cdot I_{rez} \cdot l$$

în care: $I_{rez \cdot l}$ este curentul rezidual al liniei proprii (a cărui valoare aproximativă a fost indicată în funcție de lungimea, tensiunea și modul de realizare a liniei);

k_{sig} — coeficient de siguranță ($k_{sig} = 4 ... 5$, dacă protecția nu se temporizează; această valoare mare a coeficientului de siguranță se alege pentru a asigura desensibilizarea protecției față de amplitudinea șocului inițial al curentului de punere la pămînt care apare și pe plecările sănătoase din rețea. $k_{sig} = 1{,}5 ... 2$, dacă protecția se temporizează).

Pe de altă parte, pentru a fi sensibilă, protecția unei linii trebuie să acționeze sigur la apariția unei puneri la pămînt pe linia proprie; curentul rezidual care o străbate este diferența dintre curentul de punere la pămînt și curentul rezidual al liniei proprii. Curentul de pornire al protecției va trebui deci să fie mai mic decît această diferență.

Condiția de sensibilitate a protecției se exprimă deci prin relația:

$$I_p \leqslant \frac{I_{p \cdot p} - I_{rez \cdot l}}{k_{sens}}$$

în care: $I_{p \cdot p}$ este curentul de punere la pămînt;

$k_{sens} = 1{,}5$ — pentru considerarea punerilor la pămînt și prin rezistență de trecere, în care caz, curentul de defect poate fi mult micșorat.

Din relația de mai sus rezultă că valoarea curentului de pornire a protecției este determinată în special de valoarea curentului primar de defect ($I_{pp} - I_{rez \cdot l}$). Cu cît acesta este mai mic, cu atît curentul I_p trebuie să fie mai mic. Valoarea minimă a lui I_p depinde însă de parametrii transformatoarelor de curent și ai releelor și este determinată pentru fiecare tip.

Protecția contra punerilor la pămînt a liniilor cu ieșiri în cablu. Pe fiecare linie cu ieșire în cablu trifazat se montează un singur transformator, format dintr-un miez magnetic inelar pe care este dispusă înfășurarea secundară și prin interiorul căreia trece cablul protejat, care constituie înfășurarea primară. Tensiunea electromotoare la bornele înfășurării secundare este proporțională cu fluxul rezultat din suma fluxurilor magnetice produse de curentul fiecărei faze a cablului. În regim normal și în cazul scurtcircuitelor bi — și trifazate, fluxul magnetic rezultant este nul și deci tensiunea electromotoare la bornele înfășurării secundare este nulă. În cazul unei puneri la pămînt (sau a unui scurtcircuit monofazat) curentul de defect trecînd prin faza avariată, în miezul magnetic apare un flux care induce o tensiune electromotoare secundară, deci prin relee circulă un curent de acționare.

Transformatoarele de curent de secvență homopolară inelare au o construcție simplă și sigură iar curentul lor de dezechilibru este foarte mic, determinat numai de nesimetria poziției celor trei faze ale cablului în raport cu inelul magnetic, care nu este prea mare. În afară de aceasta, raportul de transformare al transformatorului nefiind influențat, ca la transformatoarele de curent obișnuite, de curentul de sarcină al liniei, poate fi ales astfel încît să corespundă unei sensibilități cît mai mari.

La realizarea practică a protecției homopolare cu transformatoare de curent inelare, cutia terminală a cablului trebuie izolată față de stelajul metalic pe care se fixează iar conductorul de legare la pămînt a cutiei terminale trebuie trecut prin interiorul transformatorului inelar (fig. 5.33).

Aceste măsuri sînt necesare pentru a se evita deconectarea neselectivă a unei linii, în cazul defectelor pe altă linie. Într-adevăr, curenții capacitivi ai întregii rețele vin spre locul defectului atît prin mantaua cablului defect, cît și prin mantalele cablurilor sănătoase; realizîndu-se în felul acesta legarea la pămînt a cutiei (și deci a mantalei), curenții din mantaua fiecărui cablu trec de două ori, în sensuri inverse, prin interiorul inelului și nu poate apărea un curent secundar fals.

La noi în țară (v. și cap. 3) se construiesc două variante de transformatoare de curent inelare, demontabile, CIRHi, și nedemontabile CIRHo cu sensibilități diferite. Fiecare variantă, avînd diametre interioare diferite,

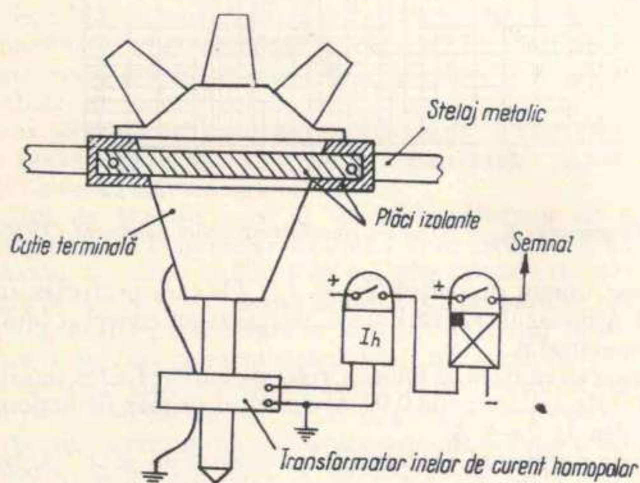


Fig. 5.33. Protecția maximală de curent homopolar contra punerilor la pămînt a unei linii cu ieșire în cablu.

permite montarea acestor transformatoare pe cabluri cu diametre de 80, 100 și 150 mm.

Pentru alegerea conexiunii releului maximal de curent (cu bobinele în paralel sau în serie) stabilirea curentului de pornire și determinarea orientativă a sensibilității protecției se utilizează diagramele $I_{2s} = f(I_{1h})$ date în fig. 5.34.

I_{1h} reprezintă curentul primar de defect (homopolar) iar I_{2s} curentul secundar, impedanța totală a circuitului secundar Z_{2t} (înfășurare transformator, conductoare, înfășurare releu) fiind de 4 Ω.

Din diagrame se observă că în cazul folosirii unui transformator demontabil și a unui releu maximal de curent reglat la un curent de pornire de 0,1 A,

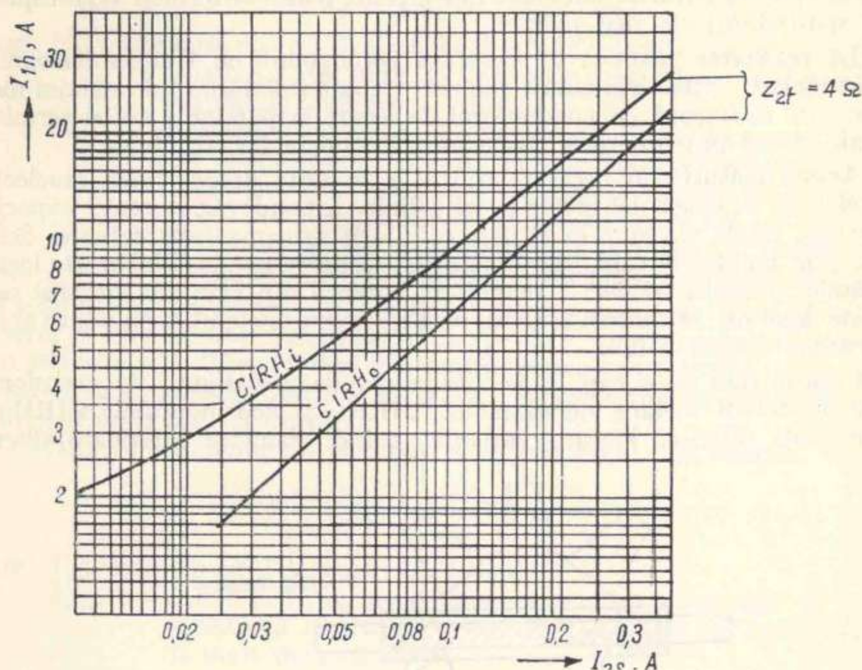


Fig. 5.34. Diagramele $I_{2s} = f(I_{1h})$ ale transformatoarelor de curent CIRHi și CIRHo.

curentul primar minim de defect $(I_{pp} - I_{rez \cdot l})$ la care protecția acționează este de 10 A și 6,5 A în cazul utilizării unui același releu conectat însă pe un transformator nedemontabil.

Se mai observă că dacă se folosesc relee de curent foarte sensibile (de exemplu cu curentul de acționare de 0,03 A) curentul primar de acționare al protecției poate scădea la 2—4 A.

Curentul de pornire al protecției, I_p, se alege în practică, în majoritatea cazurilor calculînd întîi curentul primar minim de defect $(I_{pp} - I_{rez \cdot l})$ și verificînd cu ajutorul diagramelor sensibilitatea releului maximal de curent și apoi respectînd obligatoriu condiția de selectivitate $I_p \geqslant k_{sig} I_{rez \cdot l}$ indicată mai înainte.

Protecția contra punerilor la pămînt a liniilor aeriene. Pe fiecare linie cu ieșire aeriană se montează un filtru de curent cu secvență homopolară *1* format din trei transformatoare de curent pe care se conectează un releu maximal de curent sensibil *2* (fig. 5.35).

Temporizarea se realizează prin releul de timp *3* iar semnalizarea acţionării protecţiei prin releul de semnalizare *4*.

După cum se cunoaşte (v. cap. 3), în această schemă, prin releu circulă curenţi de defect numai în cazul punerilor la pămînt. În condiţii normale, în cazul suprasarcinilor şi al scurtcircuitelor tri—şi bifazate, prin releu circulă

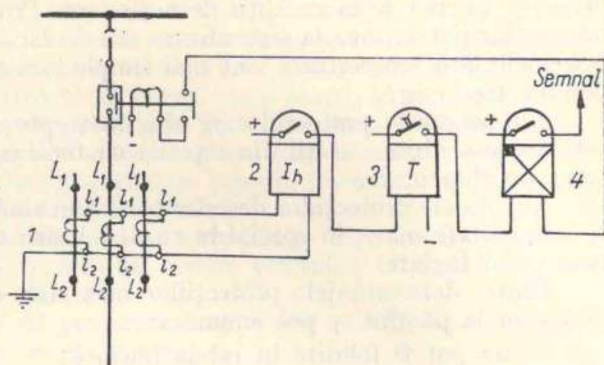


Fig. 5.35. Schema protecţiei maximale de curent homopolar contra punerilor la pămînt a unei linii aeriene.

numai curentul de dezechilibru determinat de deosebirile dintre caracteristicile transformatoarelor de curent.

Curentul de pornire al protecţiei se alege, de asemenea din condiţiile de sensibilitate şi selectivitate date mai înainte însă luîndu-se în considerare şi curentul de dezechilibru care poate avea valoarea maximă fie la funcţionarea cu sarcină maximă a liniei protejate, fie la apariţia unui scurtcircuit exterior liniei protejate, concomitent cu o punere la pămînt, pe o altă linie, în care caz protecţia trebuie să rămînă selectivă.

Realizarea sensibilităţii protecţiei cu transformatoare de curent obişnuite cu care sînt prevăzute liniile, alese pe baza curenţilor de sarcină, întîmpină dificultăţi şi datorită următoarelor cauze:

— raportul de transformare al transformatoarelor de curent fiind în general mare, curentul homopolar secundar care trebuie să excite releul este foarte mic. Astfel, la o linie de 20 kV cu transformatoare de curent de 200/5 A, pentru un curent de punere la pămînt de 14 A (corespunzător unei reţele aeriene de 250 km), curentul secundar care ar străbate releul ar fi de 0,35 A.

— pentru a acţiona la asemenea curenţi mici, releele trebuie să aibă un număr mare de spire, deci rezistenţă foarte mare. Datorită rezistenţei mari a releului care este conectat (v. fig. 5.35) în paralel cu toate cele trei transformatoare de curent, curentul din circuitul secundar al fazei defecte se distribuie parţial în releu şi parţial în circuitele secundare ale celorlalte două faze sănătoase; în felul acesta, numai o parte a circuitului de defect excită releul.

În scopul măririi sensibilităţii acestei scheme de protecţie a liniilor ce pleacă aerian, în unele ţări se folosesc transformatoare de curent speciale, cu erori mai mici decît cele obişnuite.

Există şi cazuri în care, pentru a folosi sensibilitatea mult mai mare a transformatoarelor inelare de curent homopolar, în unele staţii cu plecări direct în linii aeriene, s-au montat cabluri în celulă, pînă la separatorul de linie, realizînd astfel protecţii sensibile contra punerilor la pămînt.

Domeniul de folosire al protecţiilor maximale de curent homopolar, avantaje şi dezavantaje. Protecţiile maximale de curent homopolar pot fi folosite în reţele radiale, cu neutrul izolat; în reţele compensate prin bobină sau transformator de stingere, curentul rezidual este practic nul pe linia cu punere la pămînt şi astfel de protecţii — bazate pe măsura amplitudinii curentului de defect — nu pot avea condiţii de acţionare. Protecţiile maximale de curent homopolar pot acţiona la semnalizare sau declanşare, fără sau cu temporizare. Schemele fără temporizare sînt mai simple şi asigură detectarea punerilor la pămînt trecătoare.

Temporizările protecţiilor se aleg în trepte; temporizarea cea mai mică este aceea a ultimei staţii din reţeaua cu tensiunea respectivă, pornind de la sursa de alimentare.

Avantajele protecţiilor descrise constă în simplitatea execuţiei, cost redus şi sensibilitate mare, în special în cazul folosirii transformatoarelor de curent homopolar inelare.

Dintre dezavantajele protecţiilor maximale de curent homopolar contra punerilor la pămînt se pot enumera:

— nu pot fi folosite în reţele buclate;

— chiar în reţele radiale, nu pot fi prevăzute decît pe liniile pe care se îndeplinesc condiţiile de sensibilitate şi selectivitate din care se determină curentul de pornire al protecţiei. Din relaţia

$$k_{sig} \cdot I_{rez \cdot l} \leqslant I_p \leqslant \frac{I_{p \cdot p} - I_{rez \cdot l}}{k_{sens}}$$

luînd $k_{sig} = 4$ şi $k_{sens} = 1{,}5$ se găseşte că protecţia pe o linie are condiţii de funcţionare numai dacă $\frac{I_{p \cdot p}}{I_{rez \cdot l}} \geqslant 7$, ceea ce înseamnă că valoarea curentului de punere la pămînt (capacitiv) al întregii reţele trebuie să fie mai mare de cel puţin şapte ori valoarea curentului rezidual (capacitiv) al liniei protejate. Această condiţie este în general greu de îndeplinit, mai ales dacă reţeaua are o singură staţie cu cîteva linii. În cazul în care protecţia se temporizează, se alege $k_{sig} = 2$ şi condiţia $\frac{I_{p \cdot p}}{I_{rez \cdot l}} \geqslant 3{,}5$ se poate îndeplini ceva mai uşor.

— nu pot fi folosite decît pe liniile în care curenţii primari de defect $(I_{p \cdot p} - I_{rez \cdot l})$ au valori mai mari de 6,5 respectiv 10 A în cazul utilizării transformatoarelor de curent inelare de curent homopolar de tip CIRHo respectiv CIRHi, fabricate în R.S.R.; în cazul folosirii filtrelor formate din trei transformatoare de curent obişnuite, caracteristicile acestora (în special raportul de transformare şi curentul de dezechilibru) limitează, de asemenea, utilizarea acestor protecţii.

5.6.4. Protecţia homopolară direcţională contra punerilor la pămînt

S-a arătat la § 5.6.3 că protecţia maximală de curent homopolar nu poate fi folosită decît în reţele radiale şi numai în acelea în care pot fi îndeplinite simultan condiţiile de selectivitate şi sensibilitate. S-a explicat că pentru

a fi selectivă, protecţia trebuie să aibă curentul de pornire mai mare decît curentul capacitiv al liniei proprii, iar pentru a fi sensibilă curentul de pornire trebuie să fie mai mic decît curentul capacitiv al celorlalte linii din întreaga reţea. În cazul cînd, în momentul apariţiei defectului pe o linie, una dintre celelalte linii ale reţelei este deconectată, de exemplu, pentru revizie, curentul care excită protecţia este mai mic decît cel avut în vedere la reglarea acesteia; această micşorare este cu atît mai importantă cu cît linia deconectată este mai lungă (aportul ei de curent capacitiv la defect e mai mare). O asemenea situaţie poate avea ca efect neacţionarea protecţiei. Tot astfel, se poate întîmpla ca în cazul unei linii lungi să fie imposibil să se aleagă un curent de pornire a protecţiei care să fie mai mare decît curentul capacitiv propriu şi mai mic decît curentul capacitiv al celorlalte linii din reţea.

Ţinînd seama de cele de mai sus şi de celelalte dezavantaje arătate la § 5.6.3, pentru a fi selective, protecţiile contra punerilor la pămînt se direcţionează chiar în unele reţele radiale.

Bineînţeles că acest gen de protecţii direcţionale se folosesc întotdeauna în reţele buclate sau cu mai multe surse.

Deoarece există unele diferenţe între principiile de funcţionare ale releelor direcţionale, după cum sînt instalate în reţele cu neutrul izolat sau compensate, descrierea protecţiilor respective se va face separat.

Protecţia homopolară direcţională a reţelelor cu neutrul izolat. După cum se cunoaşte (v. § 2.5.2, fig. 2.9, § 5.6.3 şi fig. 5.32), triplul curentului homopolar (suma celor trei curenţi homopolari) al fiecărei linii se determină din suma vectorială a curenţilor ce circulă prin linia respectivă, în cazul unei puneri la pămînt în reţea.

Curentul de punere la pămînt I_{pp} care este de fapt suma tuturor curenţilor capacitivi ai liniilor sănătoase, debitaţi de sursă prin capacităţile fazelor acestora, se întoarce prin faza defectă şi are sens opus sensului curenţilor capacitivi din liniile sănătoase.

Ţinînd seama de cele de mai sus dacă afectăm semnul plus (+) curenţilor ce circulă de la barele staţiei către linie şi semnul circulă (—) celor ce circulă de la linie către bare, putem scrie — în regim staţionar — în cazul fig. 5.36:

$$3\bar{I}_{C1} = \bar{I}_{SC1} + \bar{I}_{TC1};$$

$$3\bar{I}_{C2} = -\bar{I}_{pp} + (\bar{I}_{SC2} + \bar{I}_{TC2}) = -(\bar{I}_{SC1} + \bar{I}_{TC1} + \bar{I}_{SC2} + \bar{I}_{TC2}) + \\ + (\bar{I}_{SC2} + \bar{I}_{TC2}) = -(\bar{I}_{SC1} + \bar{I}_{TC1}) = -3\bar{I}_{C1}.$$

Aceste rezultate arată că pe liniile sănătoase curenţii homopolari — în regim staţionar — au sensuri contrare curenţilor homopolari de pe linia cu defect. Pe de altă parte, la o punere de pămînt, tensiunea pe faza cu defect scade la zero iar tensiunile fazelor sănătoase cresc cu $\sqrt{3}$. Înfăşurarea în triunghiu deschis a transformatorului de tensiune de pe barele staţiei va măsura suma vectorială a noilor tensiuni pe fază, adică tensiunea homopolară $3\bar{U}_0 = \bar{U}_{SR} + \bar{U}_{TR} = 3\bar{U}_f$. Faţă de această tensiune, se observă că $3\bar{I}_{C1}$ este defazat înainte cu 90° în timp ce $3\bar{I}_{C2}$ (curentul homopolar al liniei cu defect) este defazat în urmă cu 90°. Avem la dispoziţie deci un criteriu direcţional de a deosebi

linia cu defect de celelalte fără defect: prezența unei tensiuni homopolare de valoare mare și defazajele diferite ale curenților homopolari din linia cu defect și ale curenților homopolari din liniile sănătoase față de aceeași tensiune.

Din acest motiv, pentru protecția homopolară direcțională se folosesc relee direcționale de tip varmetric, așa-numitele *relee sin φ* care au condiția

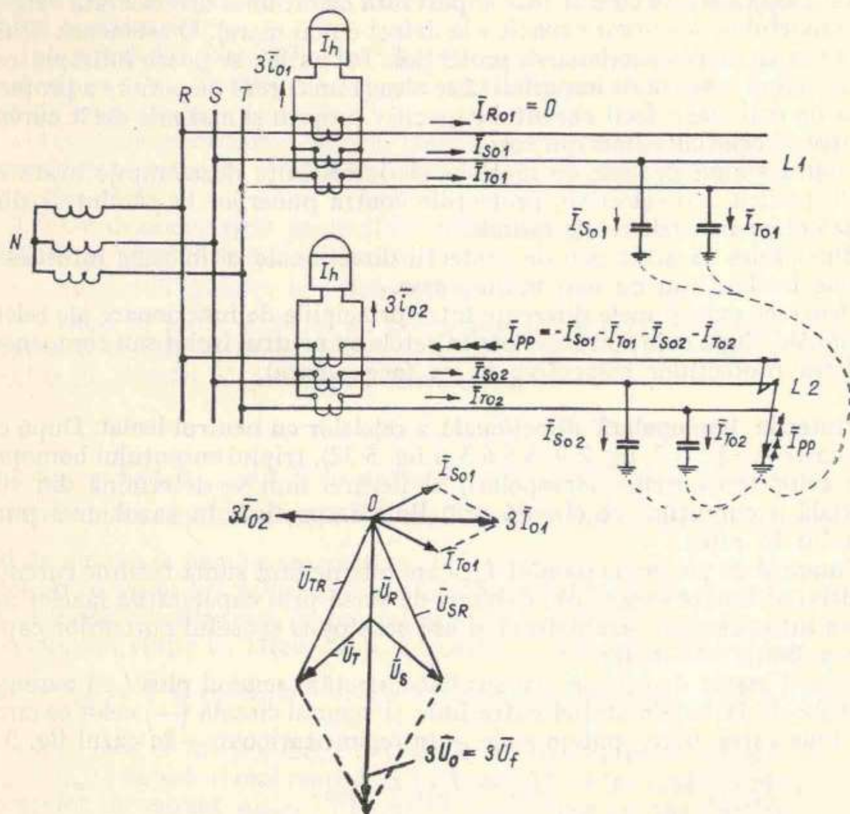


Fig. 5.36. Tensiunea homopolară și curenții homopolari în cazul unei puneri la pămînt într-o rețea cu neutrul izolat.

de funcționare $U_r I_r \sin \varphi_r > 0$ (unde U_r, I_r sînt tensiunea, respectiv curentul aplicate releului, iar φ_r, unghiul de defazaj dintre aceste două mărimi). Se observă că acest tip de releu are sensibilitatea maximă pentru $\varphi_r = 90°$. Înfășurarea de curent a releului direcțional se alimentează de la un filtru de secvență homopolară realizat fie prin montajul Holmgreen a trei transformatoare de curent în cazul cînd linia pleacă aerian, fie cu un transformator inelar în cazul cînd linia pleacă în cablu. În cazul curenților de punere la pămînt mici, pentru a obține o sensibilitate mai mare, se recomandă conectarea înfășurării de curent a releului la un transformator inelar. Înfășurarea de tensiune

a releului se alimentează de la înfășurarea în triunghi deschis a transformatorului de tensiune conectat pe barele stației. În fig. 5.37 este reprezentată schema protecției homopolare direcționale a unei linii aeriene.

Ca la orice protecție direcțională trebuie să se dea atenție deosebită executării corecte a conexiunilor în raport cu polaritățile releului și ale transforma-

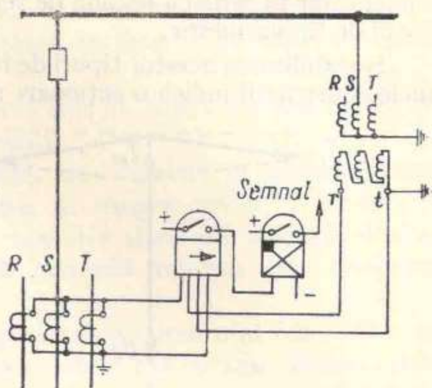


Fig. 5.37. Schema protecției homopolare direcționale a unei linii aeriene.

toarelor de măsură. Releul trebuie să-și închidă contactul numai în cazul defectelor spre linie.

Deoarece categoria acestor relee acționează după stabilirea regimului staționar (timp de acționare peste 0,5 s) nu este nevoie a se adăuga schemei un releu de timp. Într-o rețea buclată, la producerea unei puneri la pămînt pe o linie, vor semnaliza la amîndouă capetele ei protecțiile homopolare direcționale, în timp ce pe fiecare din celelalte linii din buclă nu va semnaliza decît o singură protecție și anume aceea care are sensul de acționare înspre linia cu defect. Prin aceasta, personalul de exploatare poate determina rapid linia cu defect și lua măsurile necesare.

Protecția homopolară direcțională a rețelelor compensate. Datorită compensării, prin locul defectului trece un curent rezidual reprezentînd numai cîteva procente din curentul de punere la pămînt al rețelei. Practic nu se realizează exact condiția de rezonanță: capacitățile față de pămînt variază cu lungimea liniilor în funcțiune iar bobina de stingere nu este niciodată o reactanță pură ci prezintă totdeauna o anume rezistență. Din acest motiv, curentul rezidual are totdeauna o componentă activă care nu se poate anula niciodată. Chiar dacă bobina de stingere este perfect acordată (la rezonanță), prin locul de defect circulă un curent rezidual activ, proporțional cu rezistența bobinei și independent de rezistența de defect. În fig. 5.38 se poate observa acest lucru, în condiția unui acord perfect. Deoarece curentul capacitiv al rețelei $\bar{I}_c$ ca și curentul inductiv dat de bobina de stingere $\bar{I}_L$ nu sînt defazați exact la 90° față de tensiunea homopolară $\bar{U}_0$ luată ca referință, apare un curent rezidual activ $\bar{I}_w$ în fază cu această tensiune.

Pe această proprietate se bazează folosirea — în cazul rețelelor compensate — a releelor direcționale de tip wattmetric, așa-numitele *relee cos φ* care

au condiția de funcționare $U_r I_r \cos \varphi_r > 0$ (U_r, I_r și φ_r avînd semnificațiile arătate mai înainte). Se observă că acest releu are cuplul maxim pentru $\varphi_r = 0$.

Schema după care se realizează protecția este identică cu aceea dată în fig. 5.37. De fapt, în multe variante constructive, un același releu direcțional de tip wattmetric, prin schimbarea simplă a unor eclise (se introduce un condensator în serie cu bobina de tensiune) poate fi transformat în releu direcțional de tip varmetric.

Sensibilitatea acestor tipuri de relee (varmetrice și wattmetrice) este mare; unele construcții indică o acționare sigură la un curent de 2 mA simultan cu o

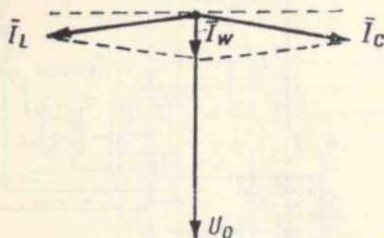


Fig. 5.38. Tensiunea homopolară și curentul rezidual activ, în cazul unei puneri la pămînt într-o rețea compensată la rezonanță.

tensiune de 100 V. Se atrage atenția, că în cazul rețelelor compensate, releul fiind acționat de curentul rezidual activ, de valoare foarte mică, mai ales dacă rețeaua funcționează compensată la rezonanță iar curentul de punere la pămînt este scăzut, protecția nu va lucra corect decît dacă curentul rezidual activ va fi mai mare decît curentul de dezechilibru maxim ce poate apărea pe secundarul filtrului de curent de secvență homopolară format din cele trei transformatoare de curent, de la care se alimentează releul. Un curent de dezechilibru important poate apărea și cînd releul este alimentat de la secundarele legate în paralel ale mai multor transformatoare inelare, montate pe cabluri ce funcționează în paralel. De aceea, este necesar ca curentul de pornire al releului să fie reglat la o valoare de cel puțin două ori mai mare decît curentul maxim de dezechilibru ce poate apărea.

Datorită principiului său de funcționare, acest releu nu sesizează punerile la pămînt, de foarte scurtă durată, autostingătoare; din acest motiv s-au elaborat construcții de relee homopolare direcționale care acționează în timpul procesului tranzitoriu al unei puneri la pămînt.

Releul direcțional de procese tranzitorii (R.D.T.) produs de IRME, funcționează numai în timpul procesului tranzitoriu al unei puneri la pămînt și are posibilitatea să sesizeze orice punere la pămînt, de durată sau autostingătoare. În rețele importante, exploatarea este interesată să cunoască și numărul defectelor de izolație, de foarte scurtă durată, chiar dacă ele dispar și izolația se reface, precum și liniile unde se localizează acestea, cu frecvență mare, pentru a lua măsuri de îmbunătățire a nivelului de izolație.

Releul direcțional de procese tranzitorii poate fi utilizat ca protecție selectivă contra punerilor la pămînt în rețelele cu neutrul izolat sau compensat, cu curenți capacitivi mai mari de 3 A, cu configurație buclată, sau în stații chiar cu mai puțin de trei plecări radiale.

În momentul apariției unei puneri la pămînt se produce un proces tranzitoriu provocat de descărcarea capacității și scăderea tensiunii la zero a fazei defectate și concomitent de încărcarea capacităților și creșterea tensiunilor fazelor sănătoase la valorile tensiunilor între faze. Procesul tranzitoriu este caracterizat prin:

— prima semiperioadă a curentului homopolar tranzitoriu, pe linia defectă, este în fază cu tensiunea homopolară, în timp ce pe liniile sănătoase, aceste mărimi sînt în opoziție;

— amplitudinea curentului tranzitoriu este de cîteva ori mai mare decît a curentului stabilizat de punere la pămînt;

— amplitudinea curentului tranzitoriu este maximă pe linia de defect;

— curentul inductiv produs de bobina de stingere are o viteză de creștere mai mică decît aceea a curentului capacitiv și nu influențează desfășurarea procesului tranzitoriu (în această perioadă rețeaua este necompensată).

R.D.T. acționează dacă prima semiperioadă a curentului homopolar este în fază cu tensiunea homopolară și se blochează în caz contrar. Releul memorează funcționarea sa în timpul primei semiperioade care urmează apariției punerii la pămînt și nu mai reacționează în timpul proceselor care urmează. După dispariția punerii la pămînt, releul revine, fiind pregătit pentru o nouă funcționare.

Releul se compune din:

— subansamblul de alimentare care servește la obținerea, din tensiune alternativă între faze, a tensiunii redresată și stabilizată, pentru alimentarea circuitelor interne ale releului;

— discriminatorul de fază care stabilește dacă curentul homopolar este în fază sau în opoziție de fază cu tensiunea homopolară și dă la ieșire un semnal negativ, respectiv pozitiv;

— subansamblul de amplificare și selectare a polarității semnalului primit de la discriminatorul de fază care memorează sensul semnalului, îl amplifică și determină modul de acționare al releului în funcție de acest sens.

Releul se conectează (fig. 5.39) fie la un filtru de curent de secvență homopolară constituit din trei transformatoare de curent, fie la un transformator inelar.

Tensiunea homopolară se ia din înfășurarea în triunghi deschis a transformatorului de tensiune conectat la barele stației iar tensiunea de alimentare de la secundarul legat în stea a aceluiași transformator.

Releul nu are semnalizare a funcționării și nici temporizare proprie.

În consecință, în cazul în care protecția acționează numai la semnalizare, schema va cuprinde și un releu de semnalizare; dacă protecția acționează la declanșare schema se va completa și cu un releu de timp prin intermediul căruia se comandă declanșarea întreruptorului.

R.D.T.— releu complex, de o mare sensibilitate şi cost relativ mai ridicat — se recomandă a fi folosit pentru protejarea selectivă a liniilor importante, în staţii cu număr mic de plecări, în locurile sau configuraţiile în care alte relee mai simple, nu sînt sensibile sau selective.

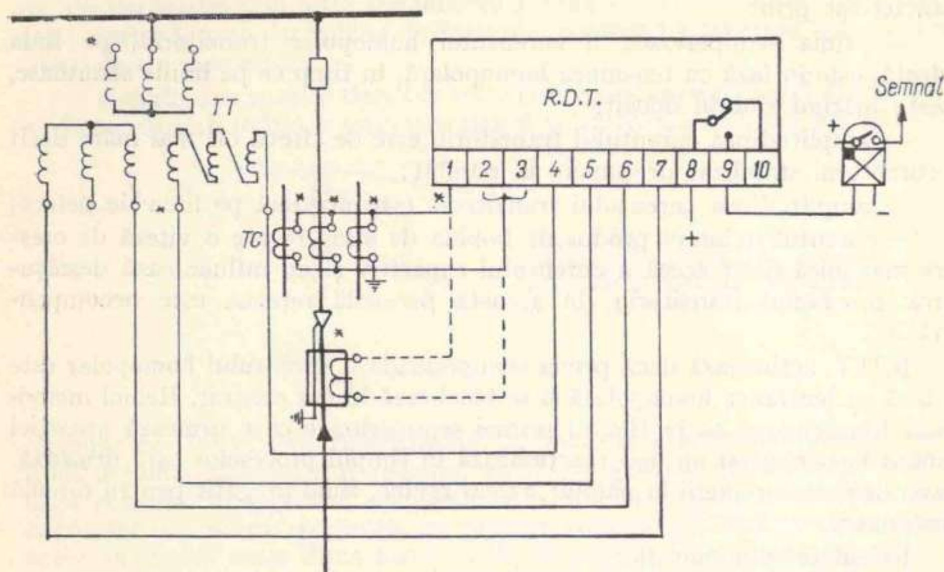


Fig. 5.39. Protecţia contra punerilor la pămînt realizată cu releu direcţional de procese tranzitorii.

5.6.5. Protecţii cu relee sensibile la curenţi homopolari de armonici superioare

La § 5.6.3 s-au arătat motivele pentru care protecţia maximală de curent homopolar contra punerilor la pămînt are un domeniu de aplicare limitat numai la reţelele cu neutrul izolat iar în acestea, numai pe liniile pe care se îndeplinesc şi se menţin condiţiile de sensibilitate şi selectivitate. Deoarece în ţara noastră toate reţelele de medie tensiune, cu curenţi de punere la pămînt mai mari de 10 A, se compensează, ponderea acestor reţele fiind mare în raport cu cele cu neutrul izolat, au existat preocupări pentru elaborarea unor relee simple care să fie întrebuinţate în reţele de medie tensiune, indiferent de modul de tratare al neutrului acestora şi care să ofere o mai mare selectivitate.

În acest scop, IRME a elaborat un indicator pentru sesizarea selectivă a punerilor la pămînt în reţelele compensate sau cu neutrul izolat (ISP) şi un releu pentru protecţia selectivă a punerilor la pămînt (RPP).

Atît ISP cît şi RPP sînt sensibili la curenţii homopolari de armonici superioare şi selectează linia cu punere la pămînt comparînd nivelul armonicilor superioare conţinute în curenţii homopolari ai tuturor liniilor din staţie, nivelul

cel mai ridicat corespunzînd liniei defecte. Întotdeauna, la o punere la pămînt, apar pe lîngă curenții capacitivi cu frecvență de 50 Hz și curenți capacitivi de armonici impare de ordinul 3, 5, 7 cu valori relativ mari; aceste armonici superioare sînt datorate în special transformatoarelor din rețea care funcționînd cu saturație magnetică a miezului au curenți de magnetizare nesinusoidali, cu conținut mare de armonici impare. Chiar în cazul unui curent de magnetizare sinusoidal, se obține o tensiune în formă de vîrfuri, care conțin aceleași armonici superioare (3, 5, 7 etc.).

Deoarece impedanțele capacităților fazelor sănătoase prin care circulă curenții capacitivi scad cu creșterea frecvenței, la o punere la pămînt cresc amplitudinile armonicilor de curent.

De asemenea, arcul electric care însoțește adesea o punere la pămînt are în curba curentului și a tensiunii armonici superioare de valoare mare. Curentul inductiv produs de bobina de stingere, la o punere la pămînt, nu conține armonici deoarece aceasta funcționează nesaturat. Deoarece, curenții capacitivi ai tuturor liniilor se adună în locul punerii la pămînt și circulă însumați pe linia cu defect, nivelul curenților de armonici superioare pe această linie va fi mai mare decît nivelul respectiv pe liniile sănătoase. Acesta este criteriul după care funcționează aparatele ISP și RPP. Faptul că, la o punere la pămînt, apar curenți de armonici superioare indiferent dacă rețeaua este compensată sau funcționează cu neutrul izolat, le face apte a fi întrebuințate în amîndouă aceste tipuri de rețele.

Aparatele ISP și RPP pot selecta linia cu defect și în cazul cînd raportul dintre curentul capacitiv (rezidual) pe linia avariată și curentul capacitiv pe linia sănătoasă cea mai lungă (v. § 5.6.3) este de 4 : 3 = 1,33, valoare ce este satisfăcută chiar în stațiile cu numai trei linii (în stațiile cu două linii, raportul este 1 : 1 și aparatele nu au condiții să acționeze).

Ca și în cazul releelor maximale de curent homopolar, la instalarea acestor relee se va verifica dacă sînt îndeplinite condițiile de sensibilitate și selectivitate.

Condiția de sensibilitate este îndeplinită dacă curentul de punere la pămînt al întregii rețele (fără a se ține seama de bobina de stingere), I_{pp}, are cel puțin valoarea de 15 A.

Condiția de selectivitate se exprimă prin relația:

$$\frac{I_{pp} - I_{rez \cdot l}}{I_{rez \cdot max}} \geqslant 1,33$$

în care: $I_{rez.l}$ este curentul rezidual (capacitiv) propriu al liniei cu defect;
$I_{rez.max}$ — cel mai mare dintre curenții reziduali (capacitivi) ai liniilor sănătoase.

La stabilirea condițiilor de selectivitate de mai sus s-a considerat că suma curenților de armonici superioare conținute în curentul capacitiv al unei linii este proporțională cu acesta.

Dacă nu sînt îndeplinite simultan condițiile de sensibilitate și selectivitate, protecțiile nu pot fi montate.

Aparatele ISP și RPP se deosebesc între ele prin modul cum se efectuează comparația nivelelor de curenți de armonici superioare pe diferitele linii; din acest motiv se vor descrie separat.

Indicatorul pentru sesizarea selectivă a punerilor la pămînt, ISP, servește la alegerea liniei pe care s-a produs o punere la pămînt în rețelele radiale care funcționează compensate sau cu neutrul izolat, cu curent de punere la pămînt (fără luarea în considerare a curentului inductiv dat de bobina de stingere) de 15 A. În aceste rețele, poate fi utilizat în stațiile cu cel puțin trei plecări.

Este realizat sub forma unui bloc central cu posibilitatea de comutare (cu ajutorul unui comutator k_1) pe toate filtrele sau transformatoarele de curent homopolar din stație și cu ieșirea conectată la un aparat de măsurat. După cum s-a arătat, indicatorul funcționează pe principiul măsurării amplitudinii armonicilor superioare conținute în curentul de punere la pămînt.

Se compune dintr-un comutator k_1 cu 18 poziții pentru măsurarea succesivă a curentului de defect pe liniile protejate, un transformator de adaptare T_r, un filtru de armonici superioare, un comutator k_2 cu patru poziții pentru schimbarea domeniului de măsurare și un aparat de măsurat (fig. 5.40).

Alimentarea indicatorului se face de la înfășurarea secundară a filtrelor Holmgreen sau transformatoarelor de curent inelare care au curentul nominal secundar de 5 A, măsurîndu-se căderile de tensiune de pe rezistențele de șuntare $R_1, R_2, ..., R_{18}$ (fig. 5.41).

Armonicile superioare, cu precădere a treia și a cincea sînt filtrate, redresate și aplicate unui aparat de măsurat.

Cu ajutorul comutatorului k_1 se măsoară conținutul în armonici superioare al curenților homopolari de pe liniile protejate.

Linia cu punere la pămînt este identificată după indicația maximă a aparatului de măsurat. Manevrarea aparatului se face manual.

Domeniul de măsurare pentru armonica a cincea (250 Hz):

— domeniul I, circa 50 mA;

— domeniul II, circa 100 mA;

— domeniul III, circa 400 mA.

Pentru compararea corectă a nivelelor armonicilor superioare este obligatoriu ca toate liniile din stație să se conecteze la indicator prin intermediul cîte unei rezistențe de 10 Ω.

Liniile trebuie să fie echipate fie numai cu transformatoare de curent homopolar, inelare (fig. 5.41, *a*), fie numai cu filtre de curent în montaj Holmgreen (fig. 5.41, *b*). În cazul utilizării schemei din fig. 5.41, *b* este necesar ca raportul de transformare al transformatoarelor de curent să fie același la toate celulele liniilor. În caz contrar se egalizează aceste rapoarte cu ajutorul unor transformatoare de curent intermediare racordate la bornele de ieșire ale filtrelor Holmgreen de pe liniile care nu au raportul de transformare potrivit (de preferat 100/5 A).

Releul pentru protecția selectivă împotriva punerilor la pămînt în rețelele compensate sau cu neutrul izolat, RPP, servește la semnalizarea sau declanșarea

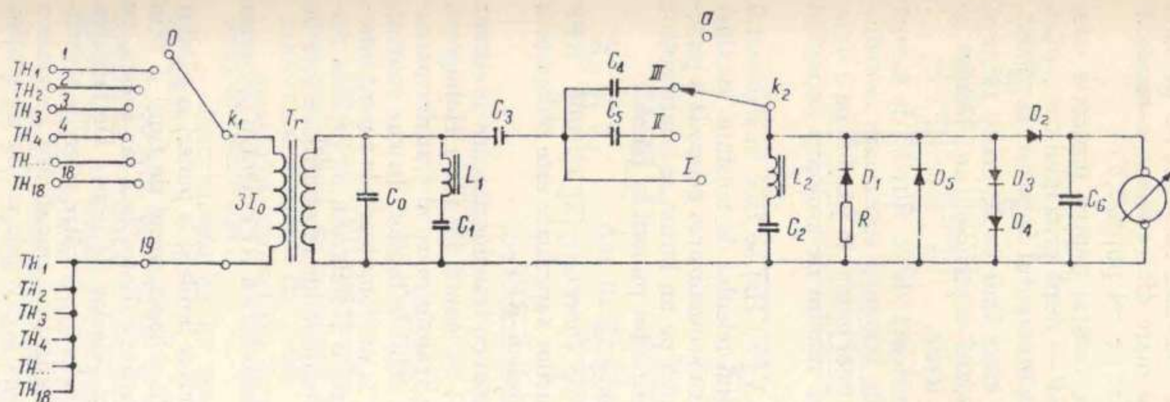
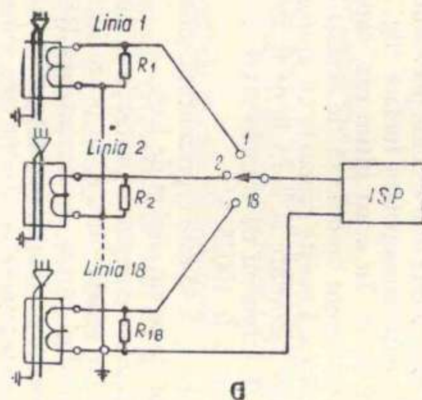


Fig. 5.40. Schema de principiu a I.S.P.



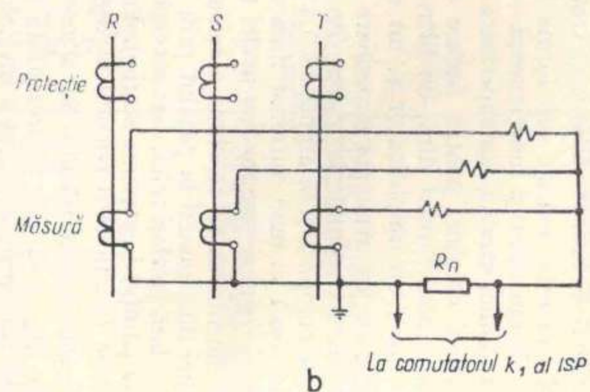


Fig. 5.41. Schema de conectare a I.S.P.:

a – pentru linii prevăzute cu filtre homopolare inelare; *b* – pentru linii prevăzute cu filtru Holmgreen.

selectivă a liniilor radiale cu puneri la pămînt, făcînd parte din rețele cu curent de punere la pămînt (fără luarea în considerare a curentului inductiv dat de bobina de stingere) de 15 A. Pentru asigurarea condiției de selectivitate, așa cum s-a mai arătat, raportul dintre curentul rezidual care circulă pe linia cu punere la pămînt ($I_{pp} - I_{rez \cdot l}$) și cel mai mare dintre curenții reziduali (capacitivi) ai liniilor sănătoase, trebuie să fie de cel puțin 1,33.

Releul este realizat sub forma unui bloc central pentru protecția unui număr de cinci linii și funcționează — ca și ISP — după principiul comparării amplitudinilor armonicilor superioare conținute în curentul de punere la pămînt.

Releul conține, pentru fiecare din cele cinci linii ce le poate proteja, cîte un modul format dintr-un filtru de armonici superioare, un element de comparație, un amplificator și un releu de ieșire.

Filtrele de armonici superioare se alimentează de la filtrele de curent homopolar; tensiunile la ieșirea din filtrele de armonici superioare se redresează, se compară și se amplifică. La apariția unei puneri la pămînt pe o linie, se selectează în mod automat linia cu nivelul maxim de armonici acționînd releul de ieșire corespunzător acelei linii.

Alimentarea cu tensiune a releului (100 V, 50 Hz) se face în momentul apariției unei puneri la pămînt prin intermediul releului de tensiune maximă homopolară (același releu care servește și pentru semnalizarea generală a punerilor la pămînt în rețeaua stației). Prin apăsarea pe un buton se poate obține repetarea funcționării releului în timpul persistenței punerii la pămînt.

Sensibilitatea releului la armonica a cincea: 10 mA.

În fig. 5.42 este reprezentată schema de conectare a releului RPP Pentru compararea corectă a nivelelor armonicilor superioare este obligatoriu ca toate liniile din stație să se conecteze la releul RPP.

Toate aceste linii trebuie prevăzute fie numai cu transformatoare de curent de secvență homopolară inelare (fig. 5.42, *a*), fie numai cu filtre Holmgreen (fig. 5.42, *b*). În acest ultim caz, raportul de transformare al transformatoarelor de curent trebuie să fie același la toate celulele liniilor. În caz contrar, se egalizează aceste rapoarte cu ajutorul unor transformatoare de curent intermediare racordate la bornele de ieșire ale filtrului Holmgreen de pe linia respectivă (raportul de transformare al transformatoarelor intermediare este de preferat a fi 100/5 A).

În fig. 5.43 este reprezentată schema de conectare a RPP pentru protecția liniilor de pe un sistem de bare.

Dacă se dorește ca protecția să nu deconecteze liniile și la puneri la pămînt de foarte scurtă durată, se poate introduce în schemă releul de timp *T* prin intermediul căruia se alimentează RPP cu tensiune dintre faze iar acesta, cu temporizarea fixată, va determina acționarea releelor de ieșire. Declanșarea liniilor cu punere la pămînt este semnalizată selectiv de către relee de semnalizare. În schemă mai este prevăzută și posibilitatea semnalizării generale a apariției unei puneri la pămînt în rețeaua legată galvanic cu barele stației.

În fig. 5.44 este reprezentată schema de conectare a RPP pentru protecția liniilor conectate la două sisteme de bare. În acest caz, fiecare sistem de bare trebuie să fie prevăzut cu un transformator de tensiune, cu secundarele în

stea și triunghiu deschis, alimentarea releului făcîndu-se cu tensiune dintre faze prin intermediul releului de tensiune maximă homopolară conectat pe sistemul de bare pe care a apărut punerea la pămînt.

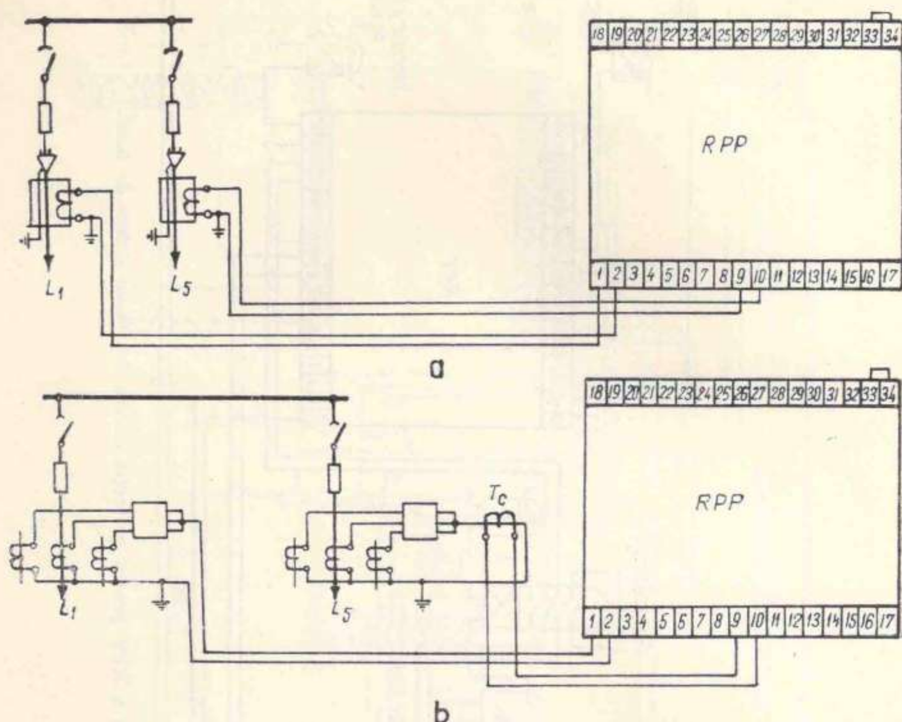


Fig. 5.42. Schema de conectare a RPR

Deoarece RPP deservește un număr maxim de cinci linii, în stațiile cu mai multe linii, se instalează numărul corespunzător de relee care se interconectează conform fig. 5.45.

Avantajele protecțiilor cu relee sensibile la curenți homopolari de armonici superioare sînt:

— funcționarea lor nu este influențată de modul de tratare al neutrului rețelei;

— nu sînt influențate de curenții de dezechilibru ai filtrelor de curent homopolar constituite din trei transformatoare de curent (montaj Holmgreen) sau de erorile transformatoarelor de curent homopolar, inelare;

— selectivitatea mult mai mare ca a protecțiilor maximale homopolare;

— cost de instalare relativ redus (mai ales în cazul folosirii ISP).

Pentru protecția contra punerilor la pămînt a rețelelor buclate sau cînd nu sînt îndeplinite condițiile de sensibilitate și selectivitate oferite de releele sensibile la curent homopolar de armonici superioare, este indicat a se recurge la releul direcțional de procese tranzitorii, R.D.T., descris la § 5.6.4.

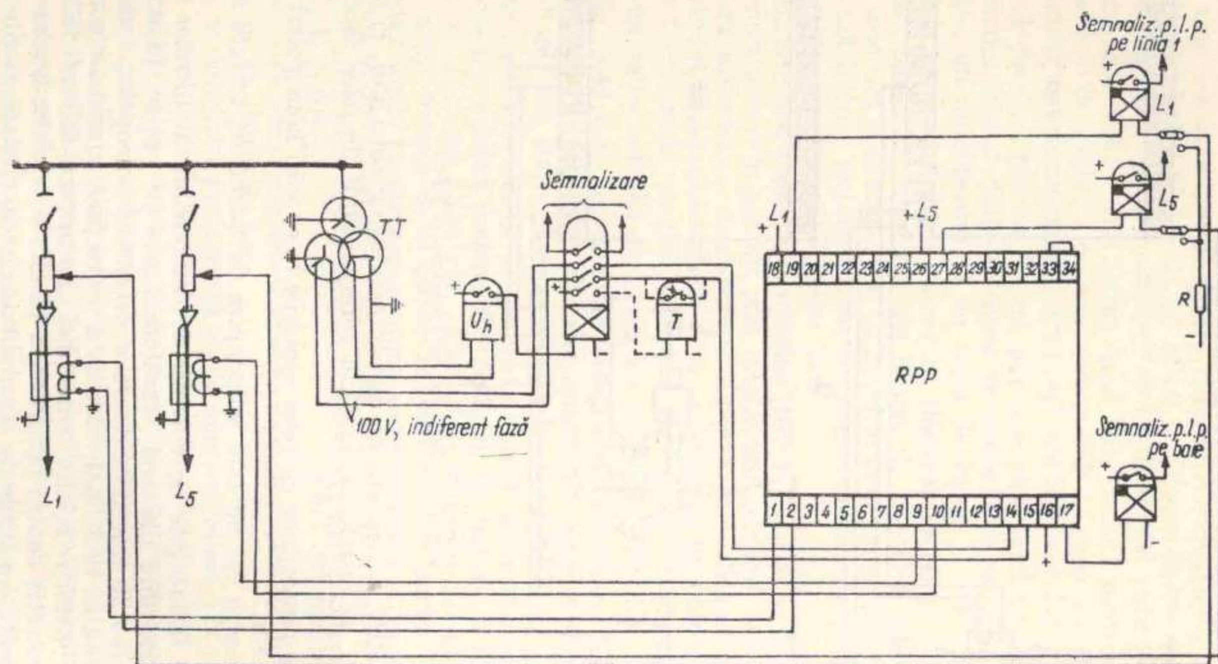


Fig. 5.43. Schema de conectare a RPP pentru protecția liniilor de pe un sistem de bare.

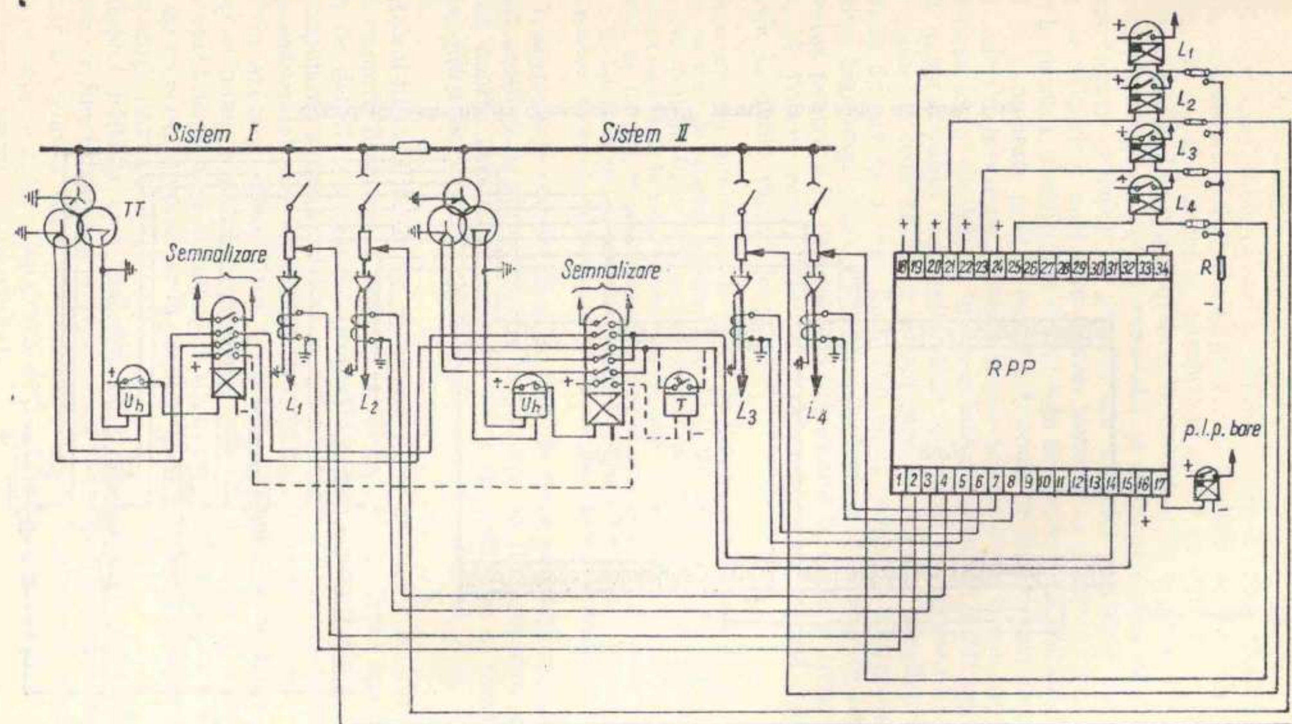


Fig. 5.44. Schema de conectare a RPP pentru protecţia liniilor conectate la două sisteme de bare.

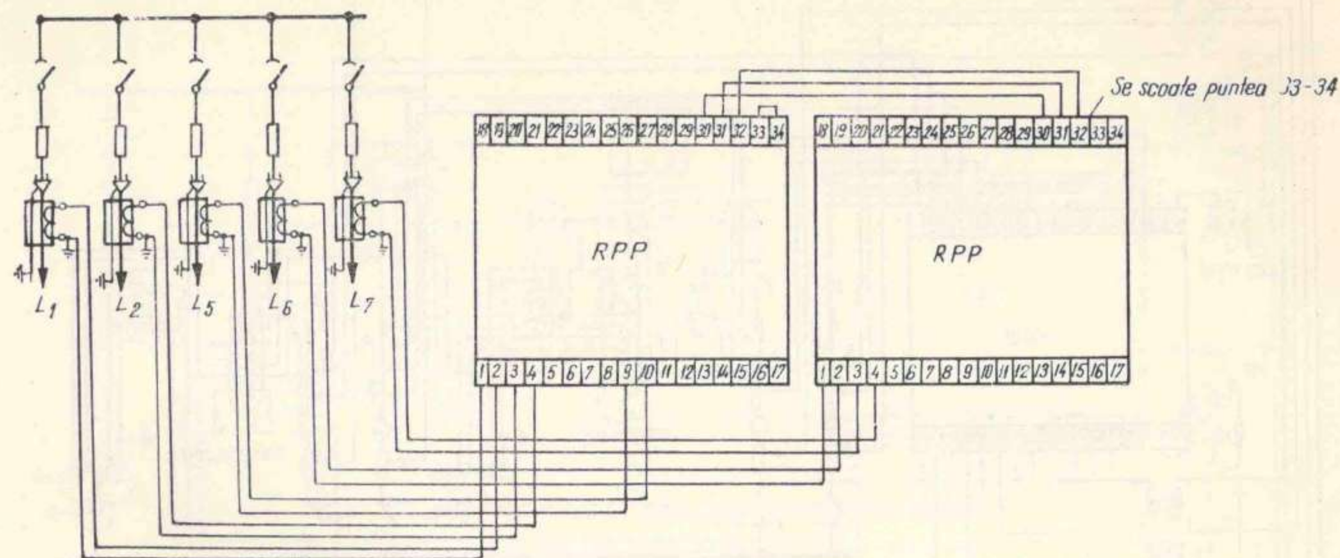


Fig. 5.45. Schema de conectare a RPP pentru mai mult de cinci linii.

5.6.6. Protecția contra dublei puneri la pămînt în rețele compensate sau cu neutrul izolat

Apariția unei duble puneri la pămînt în rețele compensate sau cu neutrul izolat constituie un defect foarte grav care trebuie urgent detectat și separat. Curentul de dublă punere la pămînt, în cazul în care nu este întrerupt în timp scurt, poate da naștere în locurile de defect, la tensiuni de pas și de atingere periculoase pentru viața oamenilor și a animalelor și de asemenea poate provoca topirea prizelor de pămînt ale stîlpilor sau deteriorarea unor elemente ale stîlpilor la care s-au produs punerile la pămînt. În cazul unei duble puneri la pămînt, curentul de defect este determinat de distanțele de la barele stației de alimentare pînă la cele două locuri de defect, care pot să fie situate pe linii diferite, precum și de rezistențele de trecere de la conductori la pămînt, în cele două locuri de defect; în consecință curentul de dublă punere la pămînt are în general valori mai mici decît curentul de scurtcircuit bifazic — în regim minim — care se ia în considerare la calculul sensibilității protecției maximale de curent a unei linii. Din acest motiv, se dovedește că în cazul unor linii mai lungi și mai încărcate, protecțiile maximale de curent instalate pe acestea pentru a le proteja la scurtcircuite bifazate și trifazate, reglate la curenți de pornire mari, dependenți de curenții de sarcină maximă, nu sînt sensibile la duble puneri la pămînt.

Spre exemplu, într-o rețea de 15 kV, cu linii cu conductoare de Ol—Al, cu secțiune de 50 și 70 mm^2 de lungimi cuprinse între 10 și 100 km, alimentate dintr-un transformator 110/15 kV, 10 MVA, $U_k = 17\%$, pe care circulă curenți de sarcină de 20—100 A, se constată că protecția maximală de curent poate proteja linii (la scurtcircuite polifazate și duble puneri la pămînt) de 100 km, în cazul unor curenți de sarcină de 20 A; 50 km, la curenți de sarcină de 40 A, 20 km la curenți de sarcină de 60 A. Calculul a fost făcut în ipoteza că, la dubla punere la pămînt, rezistența de trecere totală (la cele două locuri de defect) a fost de 100 Ω.

De aceea, este necesar ca acele linii ale căror protecții maximale de curent nu sînt sensibile la duble puneri la pămînt, să fie prevăzute cu o protecție specială contra acestor defecte. O astfel de protecție o constituie *protecția cu releu-filtru de curent de componentă simetrică inversă*, *FRC-2a*, elaborat de IRME.

Releul-filtru FRC-2a se compune dintr-un filtru la intrarea căruia se aplică curenții liniei ce se protejează iar la ieșirea căruia apare — în diferite cazuri de defect — o mărime proporțională cu curenții de secvență inversă și homopolară; această mărime se aplică unui releu maximal de curent (organul de măsurare) care acționează la depășirea valorii reglate.

Prin aceasta, releul-filtru sesizează defectele nesimetrice (scurtcircuitul bifazat și punerea dublă la pămînt) care sînt însoțite de apariția curenților de secvență inversă și homopolară (în cazul scurtcircuitelor bifazate apar curenți de secvență inversă iar în cazul punerilor duble la pămînt apar și curenți de secvență homopolară).

Releul FRC-2a este mai sensibil decît protecția maximală de curent, deoarece în funcționare normală, neexistînd decît componente simetrice directe, el poate fi reglat la valori mai mici de curent. În acest fel, zona de linie ce se poate proteja cu acest releu crește de 2—3 ori în comparație cu zona protejată de protecția maximală de curent.

Releul-filtru poate fi alimentat cu cei trei curenţi ai liniei ce se protejează (fig. 5.46, *a*) sau numai cu doi curenţi (fig. 5.46, *b*). El se compune din două transformatoare T_a şi T_b construite astfel ca tensiunea e_a din secundarul T_a să fie defazată cu 60° înainte iar tensiunea e_b din secundarul T_b în fază, faţă de curenţii din înfăşurările primare respective.

Transformatoarele T_a şi T_b au reactanţe egale (au aceeaşi tensiune pe secundar, în gol, cînd prin înfăşurarea lor primară circulă un curent de 1A). Organul de măsurare este constituit dintr-un releu maximal de curent care se conectează la tensiunea secundară rezultantă a filtrului.

În cazul în care releul-filtru este alimentat cu trei curenţi (fig. 5.46, *a*) transformatorul T_a se conectează la diferenţa curenţilor $i_R - i_S$, iar transformatorul T_b la diferenţa curenţilor $i_S - i_T$.

Folosind operatorul $a = 1\underline{\left|\frac{2\pi}{3}\right.} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ (operatorul Steinmetz) care are proprietatea de a roti vectorul, în sensul pozitiv cu unghiul $\frac{2\pi}{3}$, dacă se notează cu $\bar{i}_R, \bar{i}_S, \bar{i}_T$ curenţii din secundarele transformatoarelor de curent a liniei ce se protejează, componentele de secvenţă directă, inversă şi homopolară pot fi scrise, respectiv, sub forma:

$$\bar{i}_{dR} = \bar{i}_d; \quad \bar{i}_{dS} = a^2\bar{i}_d; \quad \bar{i}_{dT} = a\bar{i}_d;$$

$$\bar{i}_{iR} = \bar{i}_i; \quad \bar{i}_{iS} = a\bar{i}_i; \quad \bar{i}_{iT} = a^2\bar{i}_i;$$

$$\bar{i}_{0R} = \bar{i}_{0S} = \bar{i}_{0T} = \bar{i}_0.$$

Tensiunea $\bar{e} = \bar{e}_a + \bar{e}_b$ ce se aplică releului are expresia:

$$\bar{e} = (\bar{i}_R x - \bar{i}_S x) \cdot (-a^2) + (\bar{i}_S x - \bar{i}_T x)$$

în care s-au notat cu x reactanţele (egale) ale celor două transformatoare; operatorul $-a^2$ defazează cu 60° înainte tensiunea în secundarul T_a faţă de curenţii din înfăşurarea primară.

Tensiunea ce se aplică releului în cazul în care filtrul este alimentat cu curenţi de secvenţă directă are expresia

$$\bar{e}_d = (\bar{i}_{dR}x - a^2\bar{i}_{dR}x) \cdot (-a^2) + (a^2\bar{i}_{dR}x - a\bar{i}_{dR}x) = 0$$

ştiind că $a^4 = a$.

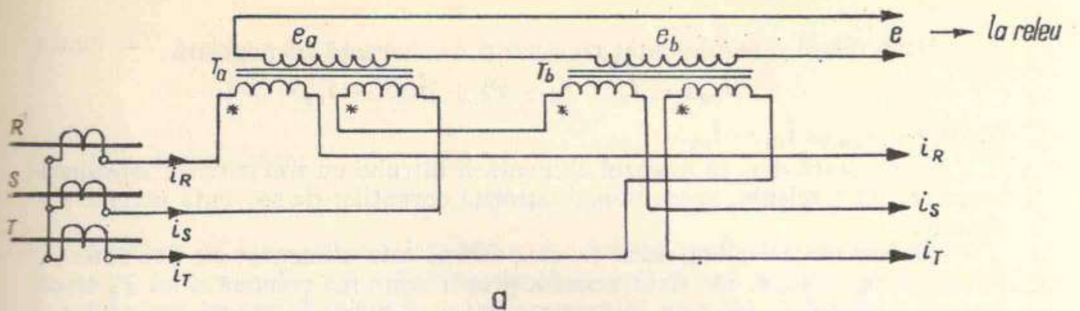
Dacă filtrul este alimentat cu curenţi de secvenţă inversă, tensiunea ce apare la releu este:

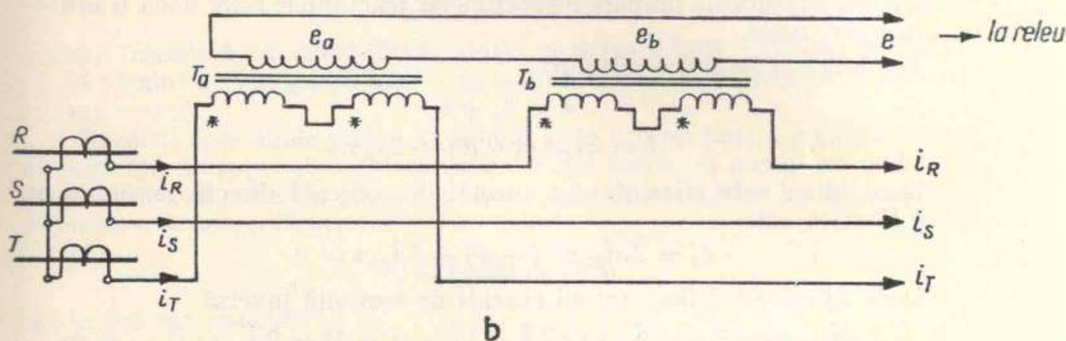
$$\bar{e}_i = (\bar{i}_{iR}x - a\bar{i}_{iR}x) \cdot (-a^2) + (a\bar{i}_{iR}x - a^2\bar{i}_{iR}x) = (a^3 - 2a^2 + a).$$

$\bar{i}_{iR}x = -3a^2\bar{i}_{iR}x = 3x\bar{i}_{iR}\underline{\left|\frac{\pi}{3}\right.}$; s-au folosit expresiile cunoscute ale operatorului a şi anume $a^3 = 1$; $1 + a = -a^2$ şi $-a^2 = 1\underline{\left|\frac{\pi}{3}\right.}$.

În valoare absolută:

$$|e_i| = 3xi_{iR}.$$





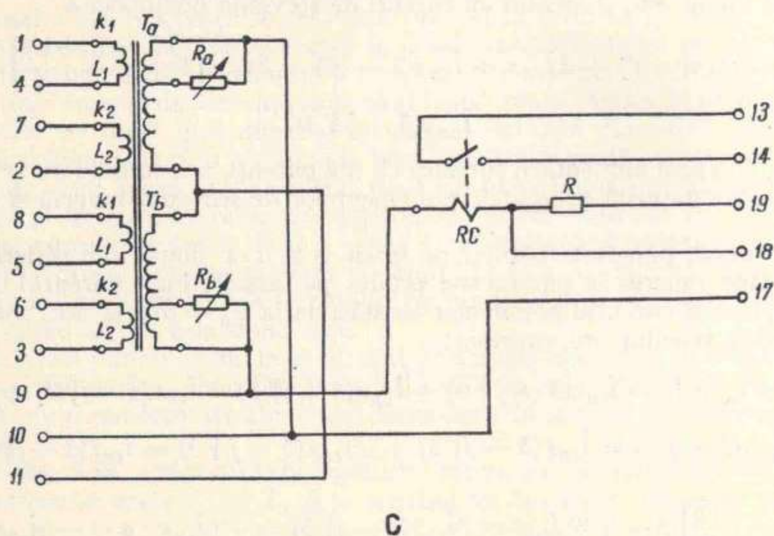


Fig. 5.46. Schema de principiu a FRC – 2 a.

Dacă filtrul este alimentat cu curenţi de secvenţă homopolară

$$\bar{e}_0 = (\bar{i}_{0R}x - \bar{i}_{0S}x) \cdot (-a^2) + (\bar{i}_{0S}x - \bar{i}_{0T}x) = 0$$

deoarece $\bar{i}_{0R} = \bar{i}_{0S} = \bar{i}_{0T}$.

Se constată deci că în cazul alimentării filtrului cu trei curenţi, tensiunea care se aplică releului apare numai datorită curenţilor de secvenţă inversă ale acestora.

Să examinăm acum cazul în care filtrul este alimentat cu doi curenţi, conform fig. 5.46, *b*. De data aceasta prin înfăşurarea primară a lui T_a trece numai curentul i_T iar prin înfăşurarea primară a lui T_b numai curentul i_R. Ca şi mai înainte, tensiunea e_a în înfăşurarea secundară T_a este defazată cu 60° înainte iar tensiunea e_b în înfăşurarea secundară T_b este în fază faţă de curenţii din înfăşurările primare respective iar reactanţele celor două transformatoare sînt egale.

Tensiunea ce se aplică releului:

$$\bar{e} = \bar{e}_a + \bar{e}_b$$

$$\bar{e} = 2\bar{i}_T x \cdot (-a^2) + 2\bar{i}_R x.$$

Dacă filtrul este alimentat cu curenţi de secvenţă directă tensiunea ce apare la releu este

$$\bar{e}_d = 2a\bar{i}_{dR}x \cdot (-a^2) + 2\bar{i}_{dR}x = 0.$$

Dacă filtrul este alimentat cu curenţi de secvenţă inversă

$$\bar{e}_i = 2\,a^2\bar{i}_{iR} \cdot (-a^2) + 2\,\bar{i}_{iR}x = 2\,\bar{i}_{iR}x \cdot (-a^4 + 1) = 2\,\bar{i}_{iR}x \cdot (1 - a) =$$

$$= 2\,\bar{i}_{iR}x \cdot \left(1 - \frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right) = \bar{i}_{iR}x(3 - j\sqrt{3}).$$

Dacă filtrul este alimentat cu curenţi de secvenţă homopolară

$$\bar{e}_0 = 2\bar{i}_{0R}x(-a^2) + 2\bar{i}_{0R}x = \bar{i}_{0R}x(1 - a^2) = 2\bar{i}_{0R}x\left(1 + \frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right) =$$

$$= \bar{i}_{0R}x(3 + j\sqrt{3}).$$

Deci, în cazul alimentării filtrului cu doi curenţi, tensiunea care se aplică releului apare datorită prezenţei componentelor de secvenţă inversă şi homopolară.

La o dublă punere la pămînt pe fazele *S* şi *T* a două linii diferite, pe linia pe care punerea la pămînt s-a produs pe faza *T*, între curentul de secvenţă inversă şi curentul homopolar există relaţia $i_{iR} = a\bar{i}_{0R}$ şi deci tensiunea ce se aplică releului are expresia:

$$\bar{e} = \bar{e}_i + \bar{e}_0 = \bar{i}_{iR}x(3 - j\sqrt{3}) + \bar{i}_{0R}x(3 + j\sqrt{3}) = \bar{i}_{iR}x(3 - j\sqrt{3}) +$$

$$+ \frac{1}{a}\,\bar{i}_{iR}x(3 + j\sqrt{3} = \bar{i}_{iR}x(3 - j\sqrt{3}) + a^2\bar{i}_{iR}x(3 + j\sqrt{3}) = \bar{i}_{iR}x(3 - j\sqrt{3}) +$$

$$+ \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)(3 + j\sqrt{3})\,\bar{i}_{iR}x = 3\bar{i}_{iR}x(1 - j\sqrt{3}) = -6\bar{i}_{iR}x \cdot a = -6\bar{i}_{iR}x \cdot 1 \left| \frac{2\pi}{3} \right.$$

ştiind că

$$1 - j\sqrt{3} = 2a \text{ şi că } \frac{1}{a} = a^2.$$

În valori absolute

$$|\bar{e}_i + \bar{e}_0| = 6i_{iR}x.$$

Pe linia pe care punerea la pămînt a avut loc pe faza S, între curentul de secvenţă homopolară şi cel de secvenţă inversă există relaţia $\bar{i}_{0R} = a\bar{i}_{iR}$ şi tensiunea ce se aplică releului:

$$\bar{e} = \bar{e}_i + \bar{e}_0 = 2\bar{i}_{iR}x(1 - a) + 2\bar{i}_{0R}x(1 - a^2) = 2\bar{i}_{iR}x(1 - a) + 2a\bar{i}_{iR}x(1 - a^2) =$$

$$2\bar{i}_{iR}x(1 - a^3) = 0;$$

aceasta înseamnă că releul-filtru montat pe această linie, cînd una din punerile la pămînt a avut loc pe faza S (pe care nu există transformator de curent), nu acţionează.

În cazul unei duble puneri la pămînt pe o aceeaşi linie, nu există curent de secvenţă homopolară la plecarea liniei din staţie, ci numai pe porţiunea dintre cele două puneri la pămînt, ca atare $\bar{e}_0 = 0$, iar la releu va apare numai o tensiune de secvenţă inversă.

$$\bar{e}_i = \bar{i}_{iR}x(3 - j\sqrt{3})$$

sau în valoare absolută

$$|e_i| = 2\sqrt{3}i_{iR}x.$$

În concluzie, se constată că releul-filtru FRC-2a conectat la trei transformatoare de curent acţionează la scurtcircuite nesimetrice ca urmare a prezenţei numai a unor curenţi de secvenţă inversă la intrarea în filtru.

Releul-filtru FRC-2a conectat la două transformatoare de curent acţionează la puneri duble la pămînt şi scurtcircuite nesimetrice ca urmare a prezenţei unor curenţi de secvenţă inversă şi homopolară. Astfel, în cazul punerilor la pămînt pe două linii diferite, se obţine, datorită curenţilor de secvenţă inversă şi homopolară, o tensiune la bornele releului egală cu $6xi_i$, de două ori mai mare decît aceea care se obţine dacă filtrul ar fi conectat la trei transformatoare şi deci ar măsura numai componente de secvenţă inversă. La punerile duble la pămînt pe fazele R şi S sau S şi T acţionează numai releul montat pe linia pe care s-a produs punerea la pămînt pe faza R, respectiv T şi deconectează linia; la puneri duble la pămînt pe fazele R şi T acţionează amîndouă releele-filtru de pe cele două linii.

În cazul punerilor duble la pămînt pe aceeaşi linie ca şi în cazul scurtcircuitelor nesimetrice releul funcţionează numai ca releu de curent de secvenţă inversă, cu o sensibilitate chiar mai mare decît în schema de conectare la trei curenţi.

În fig. 5.46, *c* sînt arătate legăturile interioare ale releului-filtru FRC-2a la transformatoarele T_a şi T_b şi la organul de măsurare, releul de curent tip RC.

Valoarea de acţionare a releului poate fi reglată continuu; schimbarea domeniului de măsurare se face prin conectarea unei rezistenţe adiţionale R în serie cu înfăşurarea releului.

Releul de ieşire este prevăzut cu două scări de reglare (notate cu A şi B pe plăcuţa indicatoare a releului), corespunzătoare celor două posibilităţi de conectare a înfăşurărilor primare ale transformatoarelor T_a şi T_b (scheme cu două sau trei transformatoare de curent).

Curentul nominal: 5A
Domeniile de reglare (curentul de secvenţă inversă, în A):

Schema de conectare	Curentul de acţionare (A)	Punţi în şirul de cleme al FRC-2a
cu trei transformatoare de curent (scara A)	1–2	17–18
	2–4	17–19
cu două transformatoare de curent (scara B)	0,8–1,8	17–18
	1,8–3,6	17–19

Curentul minim de acţionare de secvenţă directă la reglajul minim (0,8 sau 1 A, conform schemei de conectare folosite): $3\ I_n$.

Releul FRC-2a se recomandă a fi folosit în următoarele cazuri:

— pentru protecţia de rezervă a liniilor de medie tensiune din reţelele compensate sau cu neutrul izolat împotriva dublei puneri la pămînt prin rezistenţe de trecere; conectarea se face numai la două transformatoare din celula liniei protejate (fig. 5.47, *a*); releul funcţionează în acest caz ca releu filtru combinat de curent de secvenţă inversă şi homopolară;

— pentru protecţia de rezervă a generatoarelor şi transformatoarelor împotriva funcţionării de durată în regim nesimetric; conectarea releului FRC-2a se face la trei transformatoare de curent din celula protejată (fig. 5.47, *b*) funcţionînd în acest caz ca filtru releu de curent de componentă simetrică inversă.

La conectarea releului în instalaţie este obligatoriu ca sistemul trifazat de curenţi să fie de secvenţă directă.

Coeficientul de sensibilitate se calculează făcînd raportul dintre curentul de secvenţă inversă la duble puneri la pămînt în regim minim, pe linii diferite şi pe aceeaşi linie şi curentul invers de acţionare al releului (care diferă în funcţie de schema de conectare la două sau trei transformatoare de curent).

Ţinînd seama de nesimetria sistemului trifazat de curenţi de sarcină şi de erorile filtrului, coeficientul de sensibilitate (al releului-filtru combinat de componente inverse şi homopolare conectat la două transformatoare de curent) se poate calcula şi în funcţie de curentul de sarcină al liniei protejate, cu formulele:

— la dublă punere la pămînt pe linii diferite

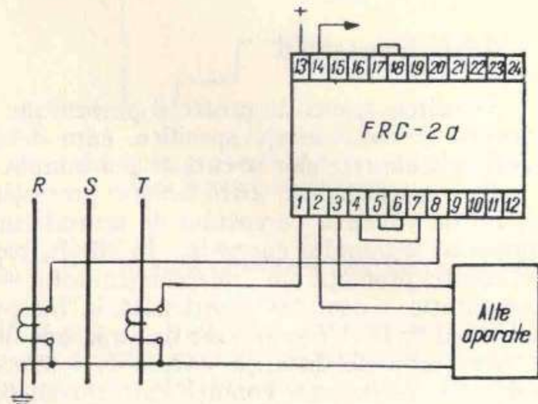
$$k_{sens\cdot filtru} = \frac{I_i^{(1,1)}}{0,125\ I_{sarc\cdot}};$$

— la dublă punere la pămînt pe aceeași linie

$$k_{sens.filtru} = \frac{I_i^{(1,1)}}{0{,}215\ I_{sarc}},$$

în care $i_i^{(1,1)}$ este curentul de secvență inversă datorat dublei puneri la pămînt.

Coeficientul de sensibilitate trebuie să fie mai mare decît 1,5. În schema de protecție cu releu FRC-2a trebuie să se adauge un releu de timp



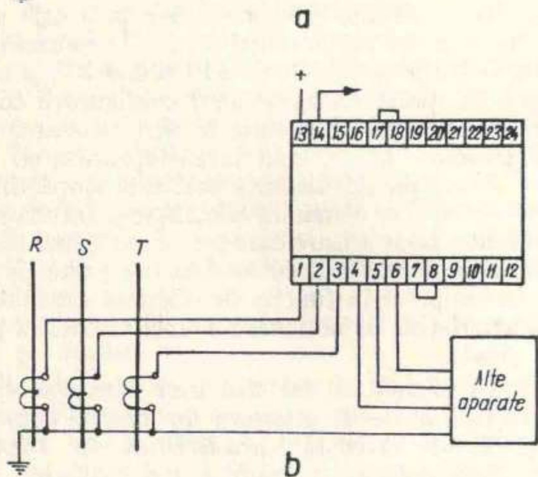


Fig. 5.47. Schema de conectare a FRC – 2a:

a – ca filtru releu combinat de curent de secvență inversă și homopolară; *b* – ca filtru releu de curent de componentă simetrică inversă.

distinct de releul de timp al protecției maximale de curent care să temporizeze acționarea releului-filtru. Acest lucru este necesar, deoarece, la apariția unui defect nesimetric pe o linie, pe barele stației prin care se face alimentarea rețelei respective apare o tensiune de secvență inversă și, pe liniile fără defect, sub influența acestei tensiuni, pot apare curenți de sarcină de secvență inversă care să ducă la acționarea protecțiilor. Temporizarea se alege cu o treaptă de timp mai mare decît temporizarea protecției maximale a liniei respective,

putînd fi egală cu temporizarea protecției maximale de curent a transformatorului coborîtor din stație. Pentru aceleași motive, protecția cu FRC-2a nu se va accelera înainte sau după RAR.

5.7. PROTECȚIA DE DISTANȚĂ

5.7.1. Generalități

Diferitele tipuri de protecții prezentate, au fiecare, după cum s-a văzut, avantaje și dezavantaje specifice, care determină domeniile lor de folosire (configurațiile rețelelor la care se pot adapta mai bine).

De asemenea, la toate aceste protecții sensibilitatea și deci eficiența depind de valoarea curentului de scurtcircuit, respectiv de regimul de funcționare al sistemului energetic. În sfîrșit, trebuie menționat că nici una dintre aceste protecții nu îndeplinește total — în orice regim și pentru orice configurație — condiția menționată la început de a separa defectele cu atît mai rapid cu cît ele se produc mai aproape de surse.

Protecția de distanță, care a fost introdusă încă acum 40 de ani, răspunde tocmai acestor condiții care nu au putut fi îndeplinite de protecțiile descrise pînă aici și reprezintă o protecție universală, care poate fi folosită în rețelele de orice configurație. În prezent aceasta este protecția cea mai larg folosită în rețelele de 110 și 220 kV, și adesea în rețelele cu tensiuni mai mici, în special în cazul unor configurații complicate. În ultimii 10 ani s-au realizat progrese deosebite în perfecționarea acestui tip de protecție, ceea ce contribuie la o și mai largă folosire a ei.

Protecția de distanță realizată după diferite principii, care vor fi analizate mai jos, comandă declanșarea întreruptorului liniei la care este instalată cu o temporizare care este cu atît mai mare cu cît distanța pînă la defect este mai mare. În trecut se foloseau protecții de distanță la care această variație a timpului în funcție de distanță era liniară. În fig. 5.48 este prezentată caracteristica de acționare a unei asemenea protecții, numită și *caracteristică în pantă.*

În prezent se folosesc însă aproape exclusiv protecții de distanță la care timpul de deconectare nu crește continuu cu distanța, ci în trepte (fig. 5.49). Această *caracteristică în trepte* este superioară celei din fig. 5.48, deoarece permite o mai judicioasă eșalonare a caracteristicilor protecțiilor diferitelor linii dintr-o rețea și duce în general la timpi de deconectare mai mici.

După cum se observă din fig. 5.49 un releu de distanță cu o asemenea caracteristică are mai mulți timpi de acționare (de obicei trei sau patru), fiecare corespunzînd unor anumite distanțe între releu și defect, numite *zone.* Astfel, pentru o distanță mai mică decît l_1, declanșarea se produce rapid, la timpul t_1; acesta se numește treapta I de timp a protecției, iar distanța l_1 zona I sau treapta I de distanță a acesteia. Un defect produs la o dis-

tanță mai mare decît l_1, dar mai mică decît l_2, este deconectat la timpul t_2; distanța l_2 este zona a II-a sau treapta a II-a de distanță a protecției, iar timpul t_2 — treapta a II-a de timp. În mod similar se definesc treptele următoare de distanță și de timp. Uneori, în special în exploatare, se obișnuiește a se defini drept zone ale protecției de distanță nu lungimile l_1, l_2,

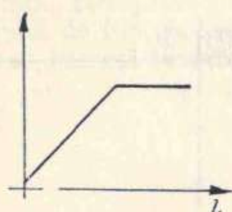


Fig. 5.48. Caracteristica în pantă a unei protecții de distanță.

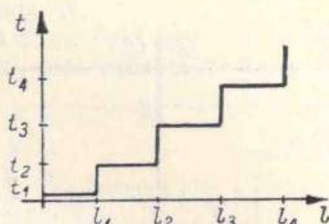


Fig. 5.49. Caracteristica în trepte a unei protecții de distanță.

l_3, l_4, ci porțiunile l_1, l_2—l_1, l_3—l_2, l_4—l_3, în care defectele sînt deconectate la timpii t_1, t_2, t_3, și t_4.

Atît treptele de distanță cît și cele de timp sînt, în general, reglabile. Ca și releele de alte tipuri, indiferent de principiul lor constructiv, releele de distanță prezintă erori atît în determinarea distanței pînă la locul defectului, cît și în temporizarea acționării, deci în realizarea caracteristicii; eroarea în aprecierea distanței la releele în bună stare (în afara unor cazuri speciale, care vor fi analizate mai jos), nu depășește în general 20%, iar erorile în realizarea temporizării sînt de ordinul celor considerate posibile la toate releele de timp. De posibilitatea acestor erori trebuie să se țină seama în alegerea caracteristicii protecției. Teoretic, dacă nu s-ar ține seama de erori, zona I (rapidă) a oricărei protecții de distanță s-ar alege egală cu lungimea liniei protejate, ceea ce ar duce la deconectarea rapidă a defectelor de pe orice porțiune a liniei. Erorile posibile în aprecierea distanței ar putea provoca însă o deconectare rapidă și în cazul defectelor apărute pe alte linii, în imediata apropiere a barelor stației de la celălalt capăt al liniei protejate. Din acest motiv, treapta I a protecției de distanță reprezintă de regulă numai 80% din lungimea liniei protejate.

Cu toate aceste erori posibile (de care se ține seama la stabilirea reglajelor), prin folosirea unor relee de distanță cu o caracteristică de funcționare de tipul celei din fig. 5.49 se poate realiza chiar, în rețelele cu configurații complicate, o protecție selectivă, cu timpi scurți de deconectare a defectelor din apropierea surselor. Aceasta, la care se adaugă și faptul că funcționarea protecției de distanță (în special pentru linia proprie) este independentă de valoarea curentului de scurtcircuit și deci de regimul de funcționare, face ca ea să fie mult superioară protecțiilor descrise anterior și să fie larg folosită.

În fig. 5.50 este reprezentat un exemplu de realizare a unei protecții selective și rapide, prin relee de distanță cu caracteristică în trepte, într-o porțiune de rețea alimentată de la ambele capete. Pentru înțelegerea diagramei, menționăm (anticipînd asupra descrierii principiilor constructive)

că protecţiile de distanţă sînt direcţionate. În cazul unui defect în punctul k_1, deconectarea liniei defecte se produce rapid de la ambele capete. În cazul unui defect în punctul k_2, întreruptorul *5* (mai apropiat de locul defectului) va declanşa rapid, iar protecţia întreruptorului *2* va comanda declanşarea cu treapta a II-a de timp. Deoarece, datorită erorilor posibile în determinarea

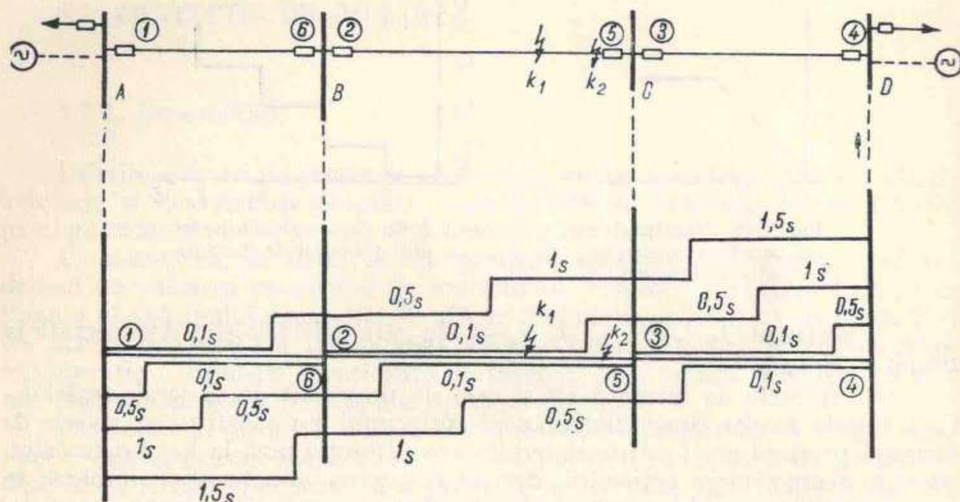


Fig. 5.50. Diagramele de funcţionare ale protecţiilor de distanţă într-un sector de reţea.

distanţei, treapta I se alege de 80% din lungimea liniei protejate, rezultă că pe o porţiune de 60% din linie defectele vor fi deconectate rapid de la ambele capete, în restul liniei deconectarea de la unul dintre capete producîndu-se cu treapta a II-a.

Din fig. 5.50, se observă de asemenea că dacă protecţia sau întrerupătorul refuză să funcţioneze în cazul unui defect pe linie, declanşează întrerupătorul liniei vecine care alimentează defectul, la comanda protecţiei de distanţă cu timpul treptelor a II-a sau a III-a, după locul scurtcircuitului. Se observă deci că protecţia de distanţă realizează atît deconectarea rapidă a defectelor de pe linia proprie, cît şi deconectarea temporizată a defectelor de pe liniile alăturate, care din diferite motive nu sînt deconectate prin întrerupătoarele proprii.

Protecţia de distanţă a unei linii este deci în acelaşi timp şi o protecţie de rezervă pentru elementele alăturate ale reţelei; după cum se ştie, pentru a se realiza şi o rezervă a protecţiilor liniilor alăturate, sînt necesare două sau chiar mai multe protecţii maximale, care de altfel nu prezintă aceeaşi selectivitate ca cele de distanţă.

Coeficienţii de sensibilitate ai protecţiilor de distanţă sînt mai buni decît cei ai protecţiilor maximale, în special pentru linia proprie şi adesea şi pentru cele alăturate.

5.7.2. Principiile constructive ale protecţiilor de distanţă

Există mai multe principii constructive pe baza cărora se realizează protecţiile a căror funcţionare depinde de distanţa pînă la locul defectului. Una dintre cele mai răspîndite protecţii de distanţă, folosită aproape exclusiv la noi în ţară, este protecţia de impedanţă.

Principiul de funcţionare al unuia dintre cele mai simple relee de impedanţă (releul „balanţă electromagnetică") este reprezentat în fig. 5.51. „Balan-

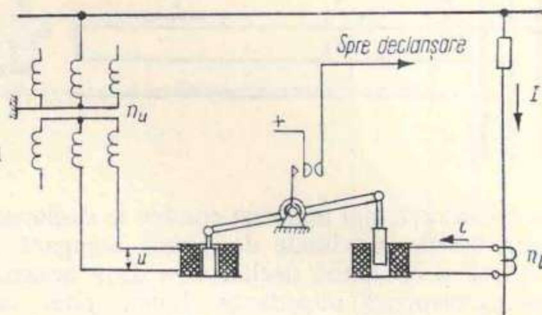


Fig. 5.51. Releu de impendanţă de tipul „balanţă electromagnetică".

ţa electromagnetică" se compune de fapt din două relee electromagnetice, ale căror armături mobile sînt fixate fiecare la cîte un capăt al unei pîrghii care se poate roti în jurul unui ax; unul dintre relee este alimentat cu curentul secundar al liniei protejate, iar celălalt cu tensiunea secundară de la transformatoarele de tensiune ale staţiei. Forţele exercitate asupra armăturilor acestor relee dau naştere unor momente care acţionează în sensuri opuse asupra pîrghiei. Releele fiind electromagnetice, momentul exercitat de releul alimentat de transformatorul de curent are expresia $M_I = k_i i^2$, iar cel alimentat de transformatorul de tensiune $M_U = k_u u^2$. După cum se vede din figuă momentul M_U tinde să ţină deschise contactele releului de impedanţă, iar momentul M_I tinde să le închidă. Considerînd (pentru simplificare) că frecările sînt neglijabile, se observă că închiderea contactelor şi deci declanşarea întreruptorului liniei se produce cînd $M_I \geqslant M_u$. Deoarece $i = n_i I$ şi $u = n_u U$, condiţia de declanşare a liniei este

$$k_i n_i^2 I^2 \geqslant k_u n_u^2 U^2,$$

respectiv

$$\frac{U}{I} \leqslant \sqrt{\frac{k_i n_i^2}{k_u n_u^2}}.$$

Notînd expresia $\sqrt{\frac{k_i n_i^2}{k_u n_u^2}}$ cu $2Z_r$, condiţia de declanşare devine $\frac{U}{I} \leqslant 2Z_r$. Raportul $\frac{U}{I}$ este însă egal (fig. 5.52) tocmai cu impedanţa buclei de scurtcircuit, egală la rîndul ei cu dublul impedanţei pe fază a liniei, pînă la defect. Dar impedanţa liniei este strict proporţională cu lungimea ei, deci raportul

$\frac{U}{I}$ este o măsură a distanței de la locul unde este măsurat pînă la scurtcircuit.

Notînd deci raportul $\frac{U}{I}$ cu $2Z_l$, condiția de declanșare devine $Z_l \leqslant Z_r$.

În concluzie, pentru orice scurtcircuit produs pe linie, la o distanță pentru care impedanța este mai mică decît o valoare stabilită (reglabilă) Z_r, releul își închide contactele și comandă declanșarea; scurtcircuitele produse

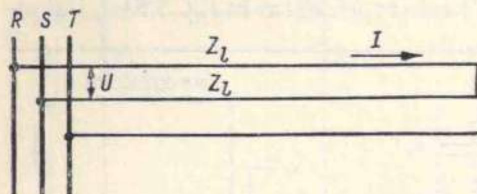


Fig. 5.52. Mărimile care intervin în acționarea protecției de distanță în cazul unui scurt circuit pe linie.

la o distanță mai mare nu conduc la declanșare. Se poate spune deci că, după cum releele maximale de curent compară curentul de defect cu o valoare reglată și comandă declanșarea dacă aceasta este depășită, releele de impedanță compară impedanța liniei, pînă la defect, cu o anumită impedanță reglată și comandă declanșarea dacă impedanța scade sub această valoare.

Chiar din prezentarea aceasta sumară a protecției de impedanță rezultă calitatea ei principală; aceea de a nu depinde de regimul de funcționare al rețelei. Într-adevăr, în cazul funcționării cu un număr mai mic de grupuri generatoare, de exemplu în perioada golului de noapte, pentru același punct de defect, curentul de scurtcircuit scade, dar și tensiunea la bornele stației scade proporțional, impedanța pînă la locul defectului rămînînd evident aceeași.

Un alt tip de releu de impedanță, folosit din ce în ce mai mult în ultimii ani, este „balanța electrică", a cărei schemă de alimentare (într-una dintre variante) este reprezentată în fig. 5.53; tensiunea și curentul folosite pentru excitarea releului sînt în prealabil redresate. Această soluție, folosită aproape exclusiv în construcțiile moderne de relee, permite eliminarea influenței defazajului dintre curent și tensiune asupra măsurării impedanței. Totodată (ceea ce este foarte important), prin redresarea tensiunii și a curentului se pot folosi relee de curent continuu (polarizate sau de alte tipuri) care au un consum foarte mic, ceea ce permite realizarea unei mari sensibilități. De asemenea, vibrațiile, care sînt greu de evitat total în curent alternativ, dispar și prin aceasta măsurarea este mai exactă.

De la bornele rezistenței R, legată în paralel cu înfășurarea secundară a transformatorului de curent, se culege o cădere de tensiune proporțională cu curentul de defect I. Folosirea căderii de tensiune și nu direct a curentului secundar, prezintă, după cum se va vedea mai jos, avantajul de a se putea efectua comutări în circuitele de curent.

Releul Z, de curent continuu este un releu polarizat care acționează închizîndu-și contactul pentru un anumit sens al curentului care-l străbate,

menţinîndu-şi contactul deschis pentru un sens contrar al curentului; curentul care-l străbate este $i_i - i_u$ şi va avea deci un sens sau altul după cum i_i este mai mare sau mai mic decît i_u.

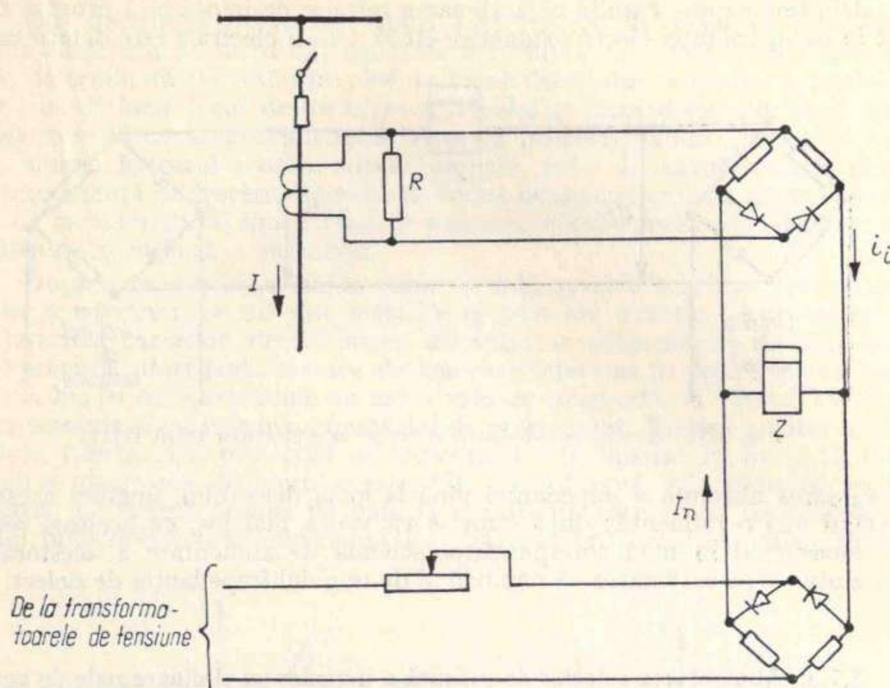


Fig. 5.53. Schema de principiu a alimentării releului tip „balanţă electrică".

Considerînd şi în acest caz frecările neglijabile (ceea ce este admisibil dată fiind marea sensibilitate a releului) şi ţinînd seama de faptul că curenţii i_i şi i_u sînt proporţionali respectiv cu modulele vectorilor I şi U, condiţia de acţionare a releului este

$$K'_u |\bar{U}| \leqslant K'_i |\bar{I}| \text{ respectiv } |\bar{Z}_l| \leqslant K.$$

Deci şi pentru acest releu condiţia de acţionare este ca impedanţa măsurată de la locul de instalare pînă la defect să fie mai mică decît o valoare dată. Pornindu-se de la acelaşi principiu comun al „balanţei electrice", în realizarea diferitelor protecţii de distanţă se folosesc diferite variante ale acesteia. Cea din fig. 5.53 este folosită la releele de distanţă de fabricaţie Siemens şi EAW existente în reţelele noastre.

În fig. 5.54 este prezentată o altă schemă de balanţă electrică, în care releul Z care este de asemenea un releu polarizat este amplasat altfel, schemă folosită în protecţiile de distanţă D110, D111 şi în variantele mai moderne ale acestora D113 utilizate în sistemul nostru energetic. Condiţia de acţionare este aceea ca tensiunea redresată U_u să fie mai mică decît tensiunea redresată

U_i pentru ca prin releul polarizat curentul să aibă sensul care provoacă acționarea acestuia. Deoarece tensiunile U_u și U_i sînt respectiv proporționale cu $|\bar{U}|$ și $|\bar{I}|$, condiția de acționare a protecției este aceeași, $|\bar{Z}_l| \leqslant Z_r$.

Din cele expuse rezultă că acționarea releelor de impedanță propriu-zise, atît în cazul balanței electromagnetice cît și a celei electrice este determinată

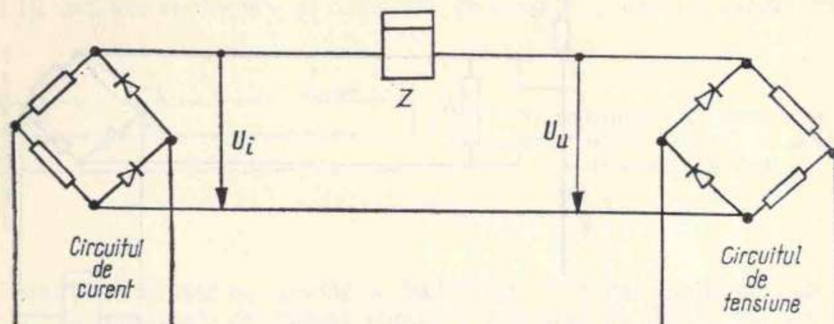


Fig. 5.54. Alimentarea „balanței electrice" a protecțiilor D110, D111.

de valoarea absolută a impedanței pînă la locul defectului, unghiul acesteia neavînd nici o influență; după cum se va vedea mai jos, cu aceleași releee dar modificînd în mod corespunzător schema de alimentare a acestora se poate obține ca acționarea să depindă și de unghiul impedanței de defect.

5.7.3. Alimentarea releelor de măsură a impedanței și diagramele de acționare ale acestora în planul Z

Într-un sistem de coordonate avînd în abscisă rezistența R și în ordonată reactanța X, diagrama de funcționare a unui releu de impedanță (fig. 5.55) este un cerc cu centrul în origine și cu raza egală cu impedanța reglată Z_r. Într-adevăr, pentru orice impedanță pînă la locul defectului mai mică în valoare absolută decît Z_r releul comandă declanșarea, iar pentru orice impedanță mai mare decît Z_r declanșarea nu se produce. Deci cercul de rază Z_r împarte planul Z în două domenii: impedanțele reprezentate prin vectori cu vîrful în interiorul său (indiferent de unghiul acestora) determină declanșarea iar cele reprezentate prin vectori cu vîrful în exteriorul său nu determină declanșarea. În consecință, zona din interiorul cercului este denumită *zona de lucru* a releului, iar cea din afara sa *zona de blocare*. Menționăm că, în general, pentru analiza funcționării protecțiilor de distanță de orice tip (nu numai de impedanță) se folosește reprezentarea diagramelor lor de funcționare în planul Z (de coordonate R și X).

În fig. 5.55 este reprezentată în planul Z (așa cum se obișnuiește) și impedanța caracteristică a liniei protejate, printr-o dreaptă care trece prin origine și face cu axa absciselor unghiul φ egal cu cel al impedanței liniei. Pentru orice scurtcircuit net pe linie, impedanța de la locul de instalare

a releului pînă în punctul defectului este reprezentată printr-un vector $\bar{Z}_{sc}$ care are direcţia acestei drepte şi este cu atît mai mare cu cît distanţa pînă la punctul de scurtcircuit este mai mare.

Din descrierea diferitelor tipuri constructive de relee de impedanţă şi din diagrama de lucru din fig. 5.55 a rezultat că funcţionarea acestora este determinată de distanţa pînă la locul defectului, impedanţa buclei de scurtcircuit între locul de instalare a releului şi locul defectului fiind strict proporţională cu această distanţă. Această proporţionalitate este însă valabilă numai în cazul scurtcircuitelor directe, nete. În cazul scurtcircuitelor prin rezistenţă de trecere, impedanţa buclei de scurtcircuit nu depinde exclusiv de caracteristicile liniei, ci şi de valoarea acestei rezistenţe, deci nu mai constituie o măsură a distanţei.

După cum se ştie, la liniile electrice şi în special la cele aeriene majoritatea scurtcircuitelor nu sînt metalice ci prin arc electric. Deci, tocmai în majoritatea cazurilor, determinarea distanţei de către releele de impedanţă este eronată. Rezistenţa arcului electric care intervine în determinarea impedanţei buclei de scurtcircuit nu are o valoare constantă, ci variază cu lungimea acestuia şi cu valoarea curentului de scurtcircuit. Efectul arcului electric asupra funcţionării protecţiei de impedanţă este ilustrat în fig. 5.56 (folosindu-se diagrama de lucru a releului). Se observă că, datorită arcului electric, un defect produs pe linie la o distanţă căreia i-ar corespunde (în cazul unui defect net) impedanţa $Z_{sc_1 1}$, care ar provoca declanşarea, fiind în

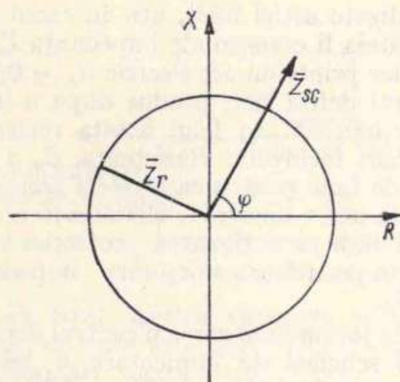


Fig. 5.55. Diagrama de acţionare a unui releu de impendanţă:
Z_r — impendanţă reglată; Z_{sc} — impedanţă de scurtcircuit; φ — unghiul liniei.

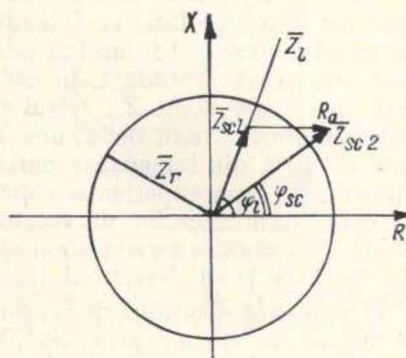


Fig. 5.56. Influenţa arcului electric asupra acţionării releului de impendanţă:
Z_l — dreapta caracteristică a liniei. φ_l — unghiul liniei.

zona de lucru a releului, este determinat în mod greşit ca fiind situat la o distanţă mai mare, căreia îi corespunde impedanţa Z_{cs_2}, situată în zona de blocare. Arcul electric are deci ca efect o micşorare a zonei de acţionare a releului de impedanţă (faţă de cazul defectelor directe), micşorare care depinde de rezistenţa arcului electric şi deci nu poate fi determinată precis.

Eliminarea erorii introduse de arcul electric în determinarea distanței pînă la locul defectului și prin aceasta în funcționarea protecțiilor de distanță reprezintă deci o cerință esențială. Soluția folosită în prezent aproape exclusiv pentru eliminarea acestor erori constă în realizarea unor relee numite *de impedanță mixtă*. Diagrama de acționare în planul Z a unui asemenea releu este tot un cerc, dar cu centrul deplasat din origine pe axa R (fig. 5.57). Și

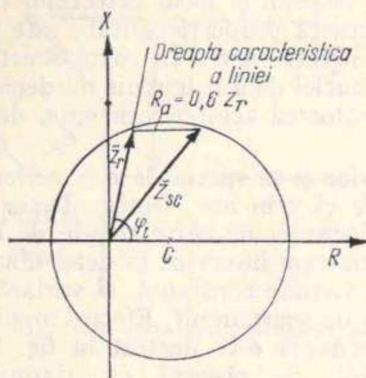


Fig. 5.57. Diagrama de acționare a releului de impendanță mixtă.

în acest caz interiorul cercului reprezintă *zona de lucru* a releului, iar exteriorul — *zona de blocare*.

Raza și deplasarea cercului sînt realizate astfel încît, atît în cazul unui defect net situat pe linie la o distanță căreia îi corespunde impedanța Z_r, cît și în cazul unui defect în același punct, dar printr-un arc electric $R_a = 0,6\ Z_r$, releul acționează. Totodată, în cazul unui defect net, produs după o impedanță mai mare decît Z_r, releul nu acționează. În felul acesta rezistența arcului nu mai poate determina acționări incorecte. Rezistența R_a a fost aleasă de 60% din impedanța porțiunii de linie pentru care releul trebuie să acționeze, pe baza experienței căpătate în acest domeniu. Rezistența arcului prin care poate avea loc un scurtcircuit fără ca acționarea protecției să fie eronată (așa-numita *rezervă de arc*) crește pe măsura micșorării impedanței liniei pînă la locul defectului (fig. 5.57).

O asemenea diagramă de acționare, de forma unui cerc cu centrul deplasat din origine se obține prin modificarea schemei de alimentare a releului „balanță electrică" față de cea folosită la releele de impedanță pură în modul arătat în fig. 5.58 unde este prezentată principial „schema de impedanță mixtă" folosită în diverse variante puțin diferite între ele la toate tipurile moderne de protecții de distanță.

Spre deosebire de schema de impedanță pură (v. fig. 5.53), curentul redresat i_u din circuitul de tensiune nu este determinat numai de tensiunea de pe bare ci și de curentul liniei protejate, expresia sa fiind $i_u = |k_1\bar{U} - k_2\bar{I}|$, unde k_2 depinde de raportul de transformare al transformatorului T_t și de valoarea rezistenței R_t; semnul minus din formulă este obținut prin alegerea unei polarități corespunzătoare a legăturii prin care se introduce în circuitul

de tensiune o cădere de tensiune proporțională cu curentul. Curentul redresat i_i din circuitul de curent este (ca și în cazul schemei de impedanță pură) proporțional cu modulul vectorului $\bar{I}$.

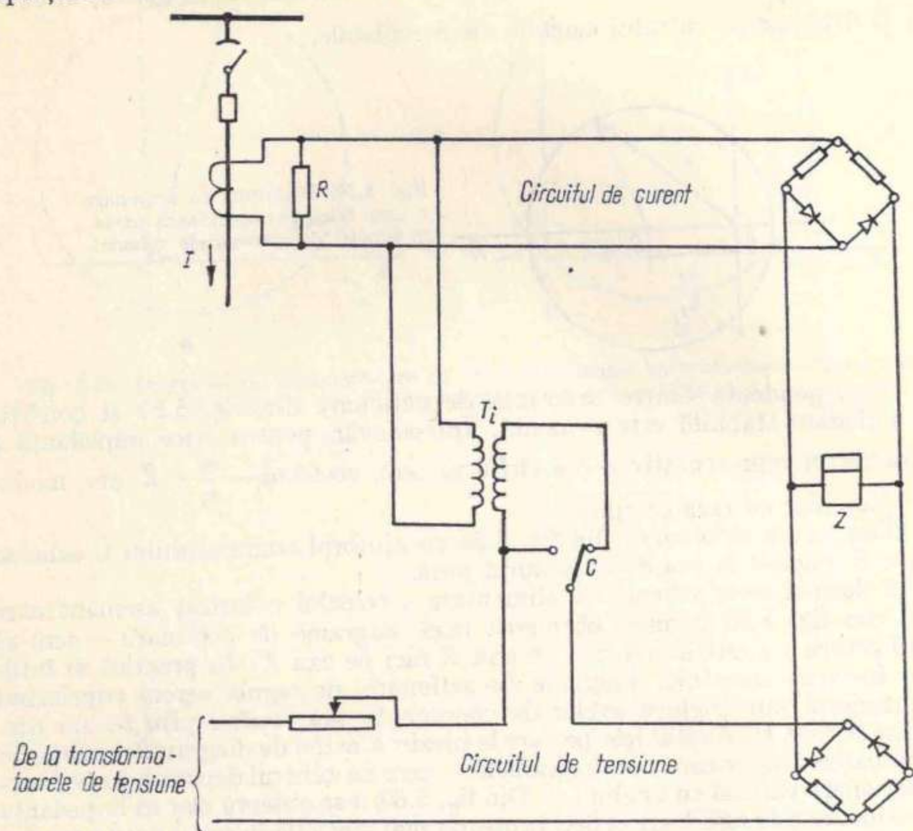


Fig. 5.58. Schema de impendanță mixtă.

Pe baza acestor elemente se poate deduce condiția de acționare a protecției, care este deci: $|k_1\bar{U} - k_2\bar{I}| \leqslant K'I$. Această condiție devine, prin transformări succesive:

$$\left| k_1\bar{I}\left(\frac{\bar{U}}{\bar{I}} - \frac{k_2}{k_1}\right) \right| \leqslant k'I;$$

$$k_1 I \left| \frac{\bar{U}}{\bar{I}} - \frac{k_2}{k_1} \right| \leqslant k'I.$$

Împărțind ambii membrii ai acestei expresii prin $k_1 I$, înlocuind $\frac{\bar{U}}{\bar{I}}$ prin $\bar{Z}$ și notînd $\frac{k'}{k_1} = \rho$, condiția de acționare devine

$$\left| \bar{Z} - \frac{k_2}{k_1} \right| \leqslant \rho.$$

Diagrama de acționare în planul Z a releului a cărui condiție de acționare are această expresie este un cerc de rază ρ, cu centrul situat pe axa R, la distanța $\frac{k_2}{k_1}$ de origine (fig. 5.59), adică tocmai diagrama dorită, atît raza cît și deplasarea centrului cercului fiind reglabile.

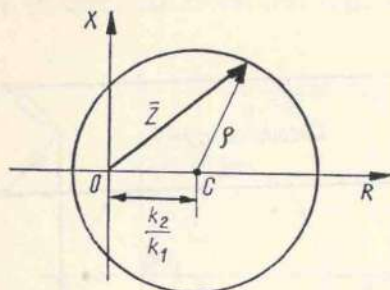


Fig. 5.59. Diagrama de acționare a unui releu de impendanță mixtă, în funcție de constantele releului.

Corespondența dintre diagrama de acționare din fig. 5.59 și condiția de acționare stabilită este evidentă. Într-adevăr, pentru orice impedanță a cărui vector reprezentativ $\bar{Z}$ are vîrful pe cerc, vectorul $-\frac{k_2}{k_1}+\bar{Z}$ are modulul egal chiar cu raza cercului.

După cum se observă din fig. 5.58 cu ajutorul comutatorului C schema poate fi readusă la cea de impedanță pură.

Folosirea unor scheme de alimentare a releului polarizat asemănătoare celei din fig. 5.58 permite obținerea unei diagrame de acționare — cerc al cărui centru nu este situat nici pe axa R nici pe axa X. În practică se întîlnesc frecvent asemenea diagrame de acționare, de regulă cercul cuprinzînd în interiorul său originea axelor de coordonate sau trecînd prin acesta (fig. 5.60, *a* și 5.60, *b*). Avatanjele pe care le prezintă astfel de diagrame rezultă din următoarele: în oricare din diagramele — cerc cu centrul deplasat, impedanța de acționare variază cu unghiul ei. Din fig. 5.60, *a* se observă clar că impedanța de acționare este mai mare și deci protecția mai sensibilă în cazul unor unghiuri mari (*OD*) și scade mult în cazul unor unghiuri mici (*OS*). Cum în general unghiul impedanței de sarcină este mult mai mic (de obicei sub 30°) decît cel al impedanței liniei, rezultă că cu astfel de diagrame se obține o protecție foarte sensibilă la defecte și care în același timp permite vehicularea unor puteri mari chiar în condiții de tensiune scăzută cînd măsoară impedanțe de sarcină mici fără a se produce acționarea. Trebuie menționat că odată cu dezvoltarea însemnată a sistemelor energetice și cu apariția unor linii lungi prin care se transportă puteri foarte mari, realizarea unor protecții de distanță care să asigure simultan o mare sensibilitate la defecte și o mare capacitate de transport a liniei protejate constituie o preocupare esențială a constructorilor de relee.

Una dintre soluțiile aplicate în sistemul nostru care se va prezenta mai jos constă în folosirea a două relee combinate, ambele avînd diagrama de acționare cerc cu centrul deplasat, unul din cercuri înconjurînd originea iar celălalt intersectîndu-l pe primul după cum se vede în fig. 5.61, *a*. Diagrama

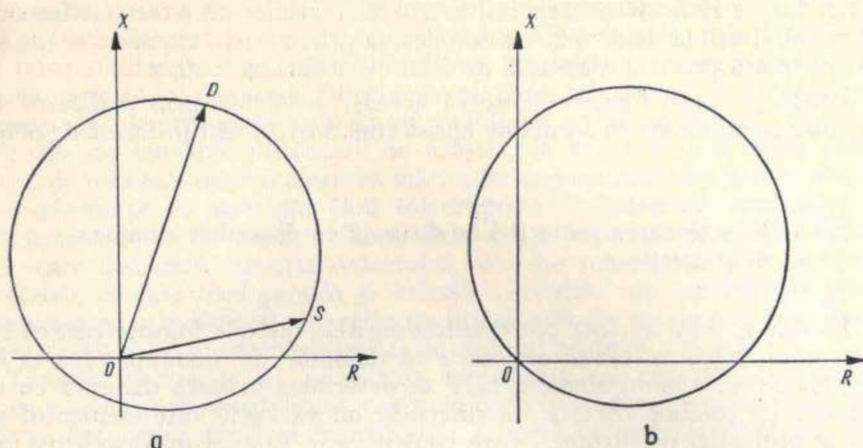


Fig. 5.60. Diagramă de acționare-cerc cu centrul deplasat ce înconjoară originea (*a*) și diagramă de acționare-cerc trecînd prin origine (*b*).

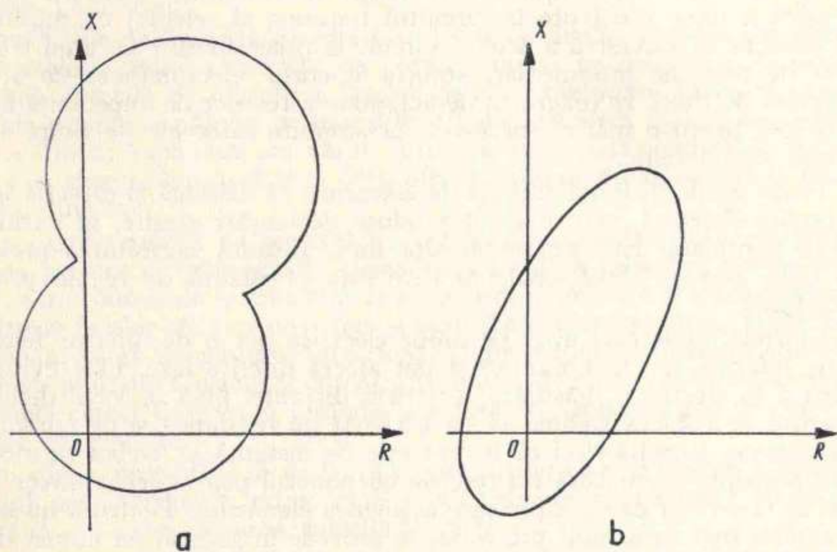


Fig. 5.61. Diagramă de acționare formată din două cercuri (*a*) și diagramă de acționare elipsă (*b*).

din fig. 5.61, *a* indicată pentru linii foarte lungi realizează o creştere importantă a sensibilităţii la defecte fără a se micşora prin aceasta capacitatea de transport obţinută printr-o diagramă de felul celei din fig. 5.60, *a*.

Unele protecţii moderne rezolvă aceeaşi problemă prin realizarea unor diagrame de acţionare în formă de elipsă (fig. 5.61, *b*) sau în formă de poligon.

5.7.4. Funcţionarea protecţiei de distanţă ca dispozitiv complex de protecţie

În cele expuse au fost prezentate diferitele metode folosite pentru realizarea unui releu a cărui acţionare să depindă de distanţa pînă la locul defectului, deci a unui element care să determine această distanţă cu erori cît mai mici posibile. Acesta (în diferitele lui execuţii) este elementul principal al protecţiei de distanţă, care constituie în general un dispozitiv foarte complex. Elementul de măsură stabileşte dacă distanţa pînă la defect este mai mică sau mai mare decît o valoare stabilită şi, în funcţie de aceasta, comandă sau nu declanşarea. După cum s-a menţionat însă la început, protecţia de distanţă trebuie să comande declanşarea cu timpi diferiţi, care cresc cu distanţa pînă la defect.

O asemenea caracteristică se obţine prin micşorarea treptată (continuă sau în salturi) a tensiunii aplicate elementului de măsură. Această micşorare voită, artificială, a tensiunii face ca impedanţa măsurată de releu să fie mai mică decît cea reală şi deci zona de acţionare a acestuia să crească.

În mod practic, micşorarea tensiunii se realizează prin introducerea succesivă a unor rezistenţe în circuitul tensiune al releului de măsură sau prin conectarea succesivă a acestui circuit la prize diferite ale unui transformator de tensiune intermediar, ambele operaţii efectuîndu-se cu ajutorul unui releu de timp. În diagrama de acţionare a releelor de impedanţă aceasta se traduce printr-o mărire succesivă, la anumite intervale de timp, a razei cercului caracteristic.

Protecţia de distanţă trebuie de asemenea să distingă şi direcţia în care s-a produs defectul, pentru a nu produce declanşări greşite, în cazul unor defecte apropiate dar situate pe alte linii. Rezultă necesitatea prevederii şi a unui element direcţional, cu care este prevăzută de regulă protecţia de distanţă.

Scurtcircuitele care apar pe liniile electrice pot fi de diferite feluri (tri fazate, bifazate sau monofazate) şi pot afecta diferite faze. Este evident că pentru a se efectua o măsurare corectă a distanţei pînă la locul defectului, elementul de măsură trebuie să fie acţionat de tensiunea şi de curentul fazelor defecte. Rezultă deci că o protecţie de distanţă ar trebui să aibă mai multe elemente de măsură (în reţelele cu punctul neutru legat direct la pămînt, ar fi necesar de exemplu şase asemenea elemente). Pentru a nu scumpi şi complica însă prea mult protecţia, se prevede în general un număr de elemente de măsură mai mic decît numărul de tipuri de defecte care pot apare, dar se introduc o serie de relee suplimentare, mai simple, care au rolul de

a determina natura defectului și fazele defectate; aceste relee, care constituie totodată elementele de pornire ale protecției transmit, prin intermediul unor relee auxliare, elementelor de măsură, mărimile necesare pentru determinarea corectă a distanței (tensiunea și curentul de defect). După cum s-a menționat, la protecțiile de distanță se folosesc nu direct curenții de defect, ci căderile de tensiune provocate de aceștia, în rezistențe. În felul acesta, comutările necesare pentru alegerea mărimilor corespunzătoare fazelor defecte pot fi efectuate cu ușurință fără întreruperea înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent. Elementele de pornire ale protecției de distanță, care sesizează apariția defectului, sînt fie relee maximale de curent (în rețelele în care configurația și valorile curenților de scurtcircuit permit o asemenea soluție simplă), fie relee de impedanță (în rețele mai complicate, în care curenții de scurtcircuit pot fi de ordinul celor de sarcină).

Trebuie menționat că releele de impedanță cu caracteristici speciale prin care se asigură sensibilitate mare la defecte și capacitate mare de transport pe linii (cerc deplasat în cadranul I, două cercuri intersectate, elipsă etc.) prezentate mai sus se folosesc în special ca elemente de pornire.

Protecțiile de distanță folosite în rețelele cu tensiuni pînă la 110 kV au de regulă un singur element de măsură; în ceea ce privește elementele de pornire, se folosesc în general în rețelele de medie tensiune relee maximale de curent (în număr de două), și relee de impedanță (în număr de trei) în rețelele de înaltă tensiune, unele tipuri de protecție folosind atît relee de impedanță cît și relee maximale de curent (în paralel).

În rețelele cu tensiuni de 220 kV și mai mari se folosesc trei organe de măsură, cîte unul pentru fiecare fază, cărora li se aduc curenții fazelor respective și tensiunile pe faze sau între faze după cum defectul este cu sau fără atingerea pămîntului.

Protecțiile de distanță folosite în rețelele de medie tensiune (cu punctul neutru izolat), avînd elememte de pornire numai pe două faze și folosind o schemă specială de alegere a fazelor defecte, realizează în toate cazurile de dublă punere la pămînt pe linii diferite, deconectarea doar a uneia dintre cele două linii; după cum am văzut, protecția maximală conduce la deconectarea unei singure linii numai în 66% din cazurile de dublă punere la pămînt pe linii diferite.

În cazul rețelelor cu punctul neutru legat la pămînt, în afara elementelor de pornire intervin și alte elemente (cum ar fi releul de curent homopolar), care contribuie la aducerea la elementul de măsură a mărimilor corespunzătoare fazelor afectate de defect și naturii acestuia (tensiunea și curentul). Menționăm că și elementului direcțional al protecției de distanță trebuie să i se aplice anumite tensiuni și curenți (în funcție de natura defectului), pentru a distinge corect direcția și alegerea acestora se realizează tot de către elementele de pornire.

În sfîrșit, protecțiile de distanță conțin dispozitive de blocare a acționării în cazul pendulărilor în rețea, cum și alte elemente, destinate coordonării protecției cu automatizarea folosită în sistem.

Funcționarea în ansamblu a dispozitivului complex pe care îl constituie protecția de distanță cu un singur organ de măsură poate fi reprezentată

prin schema bloc din fig. 5.62. Protecţia de distanţă este racordată la înfăşurările secundare ale transformatoarelor de curent şi de tensiune. La apariţia unui defect, intră în funcţiune elementele de pornire din P. Releele intermediare excitate de acestea (din BI_1 şi BI_2) aleg, în funcţie de felul defectului, tensiunile şi căderile de tensiune produse de curenţi în rezistenţele

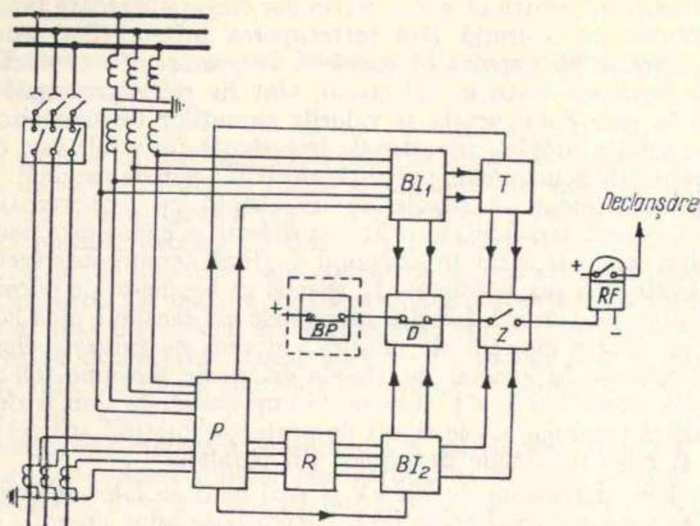


Fig. 5.62. Schema bloc a protecţiei de distanţă.

R, care se aplică elementului direcţional D şi celui de măsurare Z, pentru a se determina corect direcţia şi distanţa. Tensiunea aplicată elementului de măsurare Z este micşorată succesiv, la anumite intervale de timp, prin intermediul elementului de timp T.

Comanda de declanşare se transmite prin releul final RF, în momentul în care sînt închise simultan contactele elementului de măsurare Z, ale elementului direcţional D şi ale dispozitivului de blocare contra pendulărilor (reprezentat într-un chenar punctat, întrucît nu toate protecţiile îl conţin, iar racordarea lui la ansamblul protecţiei se face în diferite feluri).

Din cele expuse mai sus au rezultat principiile care stau la baza realizării unor protecţii de distanţă şi a elementelor lor componente. Pentru înţelegerea modului în care funcţionează instalaţia complexă pe care o reprezintă protecţia de distanţă, precum şi modul în care trebuie efectuate alegerea şi fixarea parametrilor de acţionare ai acesteia, care constituie operaţii mai complicate decît în cazul releelor maximale de curent, se prezintă în cele ce urmează funcţionarea şi reglarea unor protecţii de distanţă frecvent utilizate în reţelele noastre.

5.7.5. Tipuri uzuale ale protecţiilor de distanţă

Una din protecţiile de distanţă avînd o largă răspîndire în reţeaua noastră de 110 şi 220 kV este cea de fabricaţie cehoslovacă de tip D111, în diverse variante de execuţie apărute succesiv şi conţinînd diverse îmbunătăţiri constructive (D110, D111, D111A, D111B, D111D şi D113).

Principalele părţi componente ale protecţiei D111 sînt următoarele: trei organe de pornire şi un organ de măsură avînd fiecare un releu sensibil magnetoelectric alimentate în scheme „balanţă electrică" prezentate mai jos, un organ direcţional, un organ de timp prin care se realizează treptele de timp, un dispozitiv de blocaj al acţionării la pendulaţii, şi o schemă de curent continuu formată din relee intermediare, fiecare avînd funcţiuni care vor rezulta din descriere.

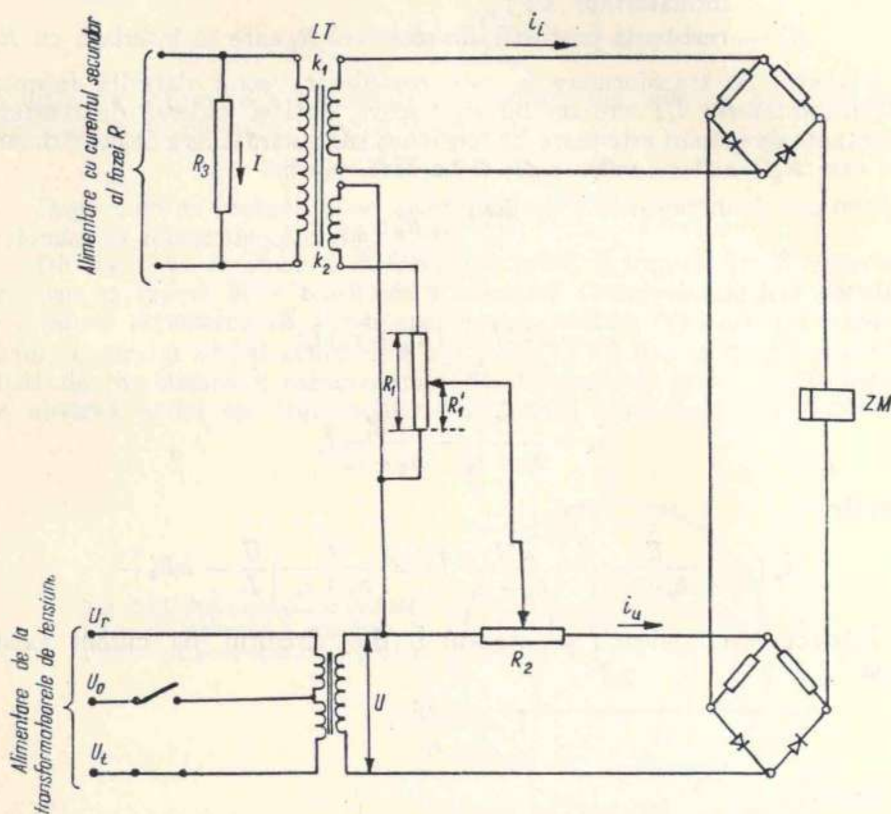


Fig. 5.63. Schema de principiu a elementului de pornire (pe o fază) a protecţiilor D110 şi D111.

În fig. 5.63 este prezentată schema unui element de pornire al protecţiei D111 în care s-au păstrat notaţiile folosite de firma constructoare.

Condiţia de acţionare a organului de pornire şi apoi diagrama de acţionare a acestuia în planul $\bar{Z}$ se pot obţine pornindu-se de la condiţia de ac-

ționare a releului magnetoelectric al schemei, *ZM*, care este — (dacă se neglijează frecările) $|\bar{i}_u| \leqslant |\bar{i}_i|$.

Considerînd pentru simplificarea raționamentului (ceea ce însă nu restrînge valabilitatea acestuia), rapoartele de transformare ale transformatoarelor de tensiune și de curent egale cu unitatea, rezultă pentru cele două circuite ale elementului de pornire relațiile de mai jos.

Între tensiunea aplicată $\bar{U}$ și curentul din circuitul de tensiune $\bar{i}_u$ există relația

$$\bar{U} = \frac{\bar{k}_2 R_3 \bar{I}}{R_1} R_1' + (R_2 + r_u)\,\bar{i}_u,$$

în care: k_2 este raportul de transformare al circuitului de tensiune al transformatorului *LT*;

R_1' — rezistența porțiunii din reostatul R_1 care se înseriază cu R_2.

Raportul de transformare k_2 este considerat vector datorită faptului că transformatorul *LT* are un întrefier mare, deci și căderea de tensiune în reactanța de scăpări este mare iar tensiunea secundară diferă de cea primară (care este $R_3 I$) atît ca valoare cît și ca fază. Notînd

$$\frac{\bar{k}_2 R_3}{R_1} = \bar{k},$$

relația de mai sus devine

$$\bar{U} = \bar{k} R_1' \bar{I} + (R_2 + r_u)\,\bar{i}_u$$

deci:

$$\bar{i}_u = \frac{\bar{U}}{R_2 + r_u} - \frac{\bar{k} R_1'}{R_2 + r_u}\bar{I},$$

respectiv

$$|\bar{i}_u| = \left| \frac{\bar{U}}{R_2 + r_u} - \frac{\bar{k} R_1'}{R_2 + r_u}\bar{I} \right| = \frac{I}{R_2 + r_u}\left| \frac{\bar{U}}{\bar{I}} - \bar{k} R_1' \right|.$$

Între curentul aplicat $\bar{I}$ și curentul $\bar{i}_i$ din circuitul de curent există relația

$$\bar{i}_i = \frac{R_3 \bar{I} \bar{k}_1}{r_i}.$$

Notînd

$$\frac{R_3 \bar{k}_1}{r_i} = \bar{k}'.$$

această relație devine

$$\bar{i}_i = \bar{k}' \bar{I}, \text{ respectiv } |\bar{i}_i| = k' I.$$

Ținînd seama de toate aceste relații, condiția de acționare a elementului de pornire $|\bar{i}_u| \leqslant |\bar{i}_i|$ se poate scrie

$$\frac{I}{R_2 + r_u}\left|\frac{\bar{U}}{\bar{I}} - \bar{k}R_1'\right| \leqslant k'I$$

respectiv

$$\frac{1}{R_2 + r_u}\left|\frac{\bar{U}}{\bar{I}} - \bar{k}R_1'\right| \leqslant k'.$$

Raportul dintre tensiunea și curentul aplicate elementului de pornire, care dimensional este o impedanță, nu reprezintă totuși o impedanță reală pentru că fiecărui element nu i se aplică întotdeauna tensiunea și curentul de pe aceeași fază.

Notînd

$$\bar{Z}_r = \frac{\bar{U}}{\bar{I}},$$

condiția de acționare a organului de pornire, din care se poate stabili și diagrama sa în planul Z, devine în definitiv

$$|\bar{Z}_r - \bar{k}R_1'| \leqslant k'(R_2 + r_u).$$

După cum se observă ușor, acestei relații îi corespunde o diagramă de acționare în formă de cerc (fig. 5.64).

Din fig. 5.64 se observă că locul geometric al impedanței $\bar{Z}_r$ (măsurate de releu ca raport între tensiunea și curentul care i se aduc), pentru care se produce acționarea ($\bar{Z}_{ra}$) este un cerc cu centrul deplasat din origine în vîrful vectorului $\bar{k}R_1'$ și avînd raza $\bar{k}'(R_2 + r_u)$. Tot de aci rezultă și posibilitățile de modificare a caracteristicii de acționare a organelor de pornire. Se observă astfel că prin modificarea lui R_1' (prin deplasarea cursorului

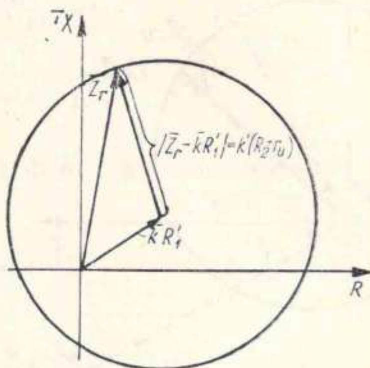


Fig. 5.64. Stabilirea diagramei teoretice de acționare a organelor de pornire ale protecției D110 (D111).

reostatului R_1) se modifică poziția centrului cercului, iar prin deplasarea cursorului reostatului R_2 se modifică raza acestuia. La releele D110 și D111, pozițiile acestor cursoare sînt stabilite de fabrică, dar la nevoie se pot modifica, iar la releele D111-D și D113 aceste cursoare sînt reglabile în dreptul unor scale corespunzătoare.

Reglajul fix al releelor D110 și D111 este stabilit de fabrică de regulă astfel, încît cercul caracteristic are centrul pe o dreaptă ce face un unghi de 60° cu axa R, iar distanța dintre origine și punctul de intersecție al cercului cu această dreaptă este egală în cadranul *1* cu $\frac{U_n}{2I_n}$, iar în cadranul *3* cu o treime din $\frac{U_n}{2I_n}$. În fig. 5.65 este reprezentată diagrama de acționare a elementelor de pornire ale releelor D110 și D111 cu parametrii fixați prin reglajul stabilit de fabrică.

Releele D110 și D111 se execută pentru curentul nominal de 5 sau 1 A.

Deci la releele de 5 A diagrama elementelor de pornire este astfel încît $\overline{OA} = 10\ \Omega$ iar $\overline{OA'} = 3{,}3\ \Omega$, iar la releele de 1 A aceste valori sînt de cinci ori mai mari. Releele de 5 A au adesea diagrama reală realizată astfel încît $\overline{OA} = 11\ \Omega$ și $\overline{OA'} = 3{,}2\ \Omega$, iar cele de 1 A au respectiv $\overline{OA} = 55\ \Omega$ și $\overline{OA'} = 16\ \Omega$.

Parametrii diagramei de acționare ai elementelor de pornire ale releelor D111-D, care după cum s-a menționat sînt reglabili, vor fi indicați mai jos.

După cum s-a menționat mai sus fiecărui element de pornire nu i se aplică întotdeauna — indiferent de natura defectului — aceeași tensiune, și aceasta face ca elementele să reacționeze cu sensibilități diferite la defecte monofazate, bifazate și trifazate; după cum se va vedea mai jos, în cazul păstrării unui regim echilibrat simetric, ceea ce se produce în cazul suprasarcinilor, organele de pornire au o sensibilitate mai mică decît în cazul defectelor nesimetrice, ceea ce constituie un avantaj esențial al protecției.

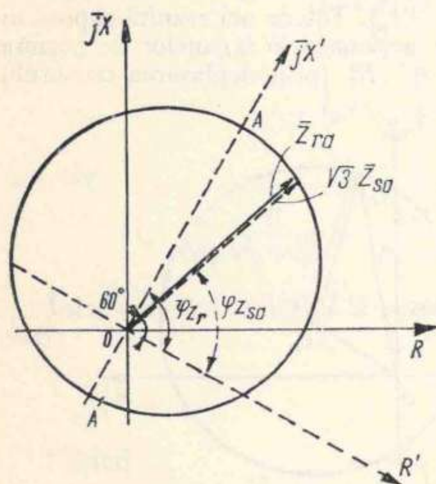


Fig. 5.65. Parametrii diagramei de acționare a organelor de pornire ale releelor D110 și D111.

Pentru a se determina această comportare diferită trebuie stabilită relația dintre diagrama de acționare a elementelor de pornire și mărimile electrice reale ($\overline{U}$ și $\overline{I}$) în caz de sarcină și în caz de defect, respectiv între impedanța Z_r la care se referă diagrama de acționare reprezentată în fig. 5.65 și impedanța reală — de sarcină sau de defect.

Elementelor de pornire li se aplică, cît timp nu există curent homopolar, următoarele mărimi:

elementului ZM_x — curentul $\bar{I}_R$ și tensiunea $\bar{U}_{RT}$;
elementului ZM_y — curentul $\bar{I}_S$ și tensiunea $\bar{U}_{SR}$;
elementului ZM_z — curentul $\bar{I}_T$ și tensiunea $\bar{U}_{TS}$.

La apariția curentului homopolar, acelorași elemente li se aplică următoarele mărimi:

elementului ZM_x — curentul $\bar{I}_R$ și tensiunea $\bar{U}_{RO}$ multiplicată cu 1,5;
elementului ZM_y — curentul $\bar{I}_S$ și tensiunea $\bar{U}_{SO}$ multiplicată cu 1,5;
elementului ZM_z — curentul $\bar{I}_T$ și tensiunea $\bar{U}_{TO}$ multiplicată cu 1,5.

Deci din punctul de vedere al mărimilor cu care sînt alimentate elementele de pornire și al sensibilității acestora există trei cazuri distincte:

— suprasarcină sau scurtcircuit trifazat;
— scurtcircuit bifazat;
— scurtcircuit monofazat.

Aceste trei cazuri trebuie analizate separat pentru a se determina comportarea organelor de pornire la suprasarcini și la defecte.

În cazul suprasarcinilor simetrice, fiecare element de pornire primește deci curentul pe fază și tensiunea între faze defazată cu 30° înapoi față de tensiunea fazei respective. Între curentul și tensiunea fazei respective există în cazul sarcinii simetrice relația

$$\bar{U}_f = \bar{I}_f Z_r,$$

în care Z_s este impedanța pe fază a sarcinii.

Între tensiunea aplicată releului $\bar{U}_r$ și tensiunea $\bar{U}_f$ există relația

$$\bar{U}_r = \sqrt{3}\,\bar{U}_f e^{-j30°}.$$

Deci

$$\bar{U}_r = \sqrt{3}\,\bar{I}_r \bar{Z}_s e^{-j30°}.$$

Dar $\frac{\bar{U}_r}{\bar{I}_r} = \bar{Z}_r$, căruia îi corespunde diagrama de acționare din fig. 5.65. Între $\bar{Z}_r$ și $\bar{Z}_s$ există deci relația

$$\bar{Z}_r = \sqrt{3}\,\bar{Z}_s e^{-j30°}$$

sau

$$\sqrt{3}\,\bar{Z}_s = \bar{Z}_r e^{+j30°}$$

Deci cunoscîndu-se din datele releului diagrama de acționare a elementelor de pornire, care este de fapt locul geometric al impedanței $\bar{Z}_r$ pentru care acestea acționează, — $\bar{Z}_{ra}$ (fig. 5.65), locul geometric al vectorului $\sqrt{3}\,\bar{Z}_s$ (din care evident se poate deduce ușor $\bar{Z}_s$) pentru care se produce acționarea — deci al lui $\sqrt{3}\,\bar{Z}_{sa}$ se deduce din cel al vectorului $\bar{Z}_{ra}$ prin rotirea sa cu 30°

în sensul trigonometric, sau — ceea ce este evident același lucru — prin rotirea axelor de coordonate cu 30° în sens invers trigonometric.

Orice punct de pe cercul din fig. 5.65 reprezintă vîrful unui vector avînd originea în originea axelor de coordonate și unghiul determinat de axele R' și X'; acest vector are valoarea $\sqrt{3}\bar{Z}_{sa}$ sau evident $\sqrt{3}\bar{Z}_{da}^{(3)}$ unde $\bar{Z}_{da}^{(3)}$ este impedanța de acționare pe faza la un scurtcircuit trifazat.

Astfel, de exemplu, conform datelor menționate mai sus, la releele D110 și D111 vectorul $\overline{OA} = \frac{U_n}{2I_n}$ și face cu axa R un unghi de 60°. Deci punctul A corespunde unui vector $\sqrt{3}Z_{sa} = \frac{U_n}{2I_n}$. Deoarece $\frac{U_n}{2I_n} = \frac{\sqrt{3}Z_{sn}}{2}$ rezultă relația

$$Z_{sa} = \frac{Z_{sn}}{2}.$$

Această relație este însă valabilă numai în modul. Într-adevăr, vectorul $\sqrt{3}Z_{s\text{-}a}$ corespunzător punctului A face un unghi de 90° cu axa R' și deci numai la un unghi al sarcinii de 90° impedanța la care se produce acționarea este jumătate din cea care corespunde sarcinii nominale. Se vede ușor din fig. 5.65 că pentru un alt unghi mai mic decît 90° (care trebuie determinat față de R') impedanța de sarcină la care se produce acționarea este mai mică. Acesta este de fapt și principalul avantaj al organelor de pornire ale releului D110 și care constă în faptul că ele posedă o sensibilitate mai mare la defecte (unghiul impedanței fiind mare), decît la suprasarcini.

În cazul scurtcircuitului bifazat, cel puțin unul dintre organele de pornire primește tensiunea și curentul de defect. Notînd impedanța de defect pe fază la scurtcircuit bifazat cu $\bar{Z}_d^{(2)}$, în acest caz există relația $\bar{Z}_r = 2\bar{Z}_d^{(2)}$ respectiv $\bar{Z}_{da}^{(2)} = \frac{\bar{Z}_r}{2}$.

Deci locul geometric al impedanței $\bar{Z}_{da}^{(2)}$ — respectiv diagrama de acționare la defecte bifazate — se obține din diagrama de acționare care determină pe $\bar{Z}_{r\text{-}a}$ (fig. 5.65) în coordonatele R și X, valoarea fiecărei impedanțe de acționare fiind

$$\bar{Z}_{da}^{(2)} = \frac{\bar{Z}_{ra}}{2}.$$

Astfel, de exemplu, pentru un unghi de scurtcircuit de 60°

$$Z_{da}^{(2)} = \frac{U_n}{4I_n} = \frac{\sqrt{3}Z_{sn}}{4}.$$

În cazul scurtcircuitului monofazat, elementul de pornire de pe faza defectă primește curentul de defect și tensiunea de pe faza defectă mărită de 1,5 ori. *)

---

*) Această mărire artificială a tensiunii, folosită și la alte tipuri de protecții, se efectuează pentru evitarea acționării organelor de pornire ale fazelor sănătoase în cazul unui defect monofazat, acționare care s-ar putea produce ca urmare a creșterii curentului și pe aceste faze; acționarea acestor elemente ar conduce la alimentarea organului de măsură cu alte mărimi decît cele de pe faza defectă și deci la o funcționare incorectă.

În cazul unui defect monofazic deci

$$\bar{Z}_r = 1{,}5 \frac{\bar{U}_f}{\bar{I}^{(1)}}$$

unde $\bar{I}^{(1)}$ este curentul fazei defecte.

La stabilirea relației dintre $\bar{Z}_r$ și impedanța de defect $\bar{Z}_d^{(1)}$ trebuie să se țină seama de raportul pentru linia dată între reactanțele homopolară și directă.

La liniile construite pînă în prezent la noi în țară — cu conductoare de protecție din oțel — acest raport este după cum se știe $\frac{x_0}{x_d} = 3{,}5$. Ținînd seama de acest raport, relația dintre $\bar{Z}_d^{(1)}$ și $\bar{Z}_r$ se stabilește știind că la un defect monofazat

$$\bar{U}_f = \bar{I}_0(\bar{Z}_0 + \bar{Z}_1 + \bar{Z}_2) = \frac{\bar{I}_1}{3}\, 5{,}5\, \bar{Z}_d.$$

Deci

$$\bar{Z}_r = 1{,}5 \frac{U_f}{I^{(1)}} = 1{,}5 \frac{5{,}5}{3} \bar{Z}_d = 2{,}75\ \bar{Z}_d.$$

$$\bar{Z}_{da}^{(1)} = \frac{\bar{Z}_r}{2{,}75}.$$

În concluzie, pentru a se determina locul geometric al impedanței $\bar{Z}_{da}^{(1)}$ — respectiv diagrama de acționare la defecte monofazate — se folosește diagrama de acționare care determină pe $\bar{Z}_{ra}$ (fig. 5.65) în coordonatele R și X, valoarea fiecărei impedanțe de acționare $\bar{Z}_{da}^{(1)}$ deducîndu-se din vectorul corespunzător $\bar{Z}'_{ra}$ prin împărțire cu 2,75, iar unghiul acesteia fiind același cu al vectorului $\bar{Z}_{ra}$ considerat. Deci

$$\bar{Z}_{da}^{(1)} = \frac{\bar{Z}_{ra}}{2{,}75}.$$

Se observă deci că organele de pornire sînt mai puțin sensibile la defectele monofazate decît la cele bifazate. S-a văzut de asemenea că și în cazul defectelor trifazate sensibilitatea este diferită de cea din cazul defectelor bifazate. De acestea trebuie să se țină seama în aprecierea reglajelor organelor de pornire. La releele D111-D, după cum s-a arătat, raza cercului care reprezintă caracteristica de acționare și deplasarea centrului său pe dreapta care face un unghi de 60° cu axa R sînt reglabile.

Scalele releului pentru deplasarea e a centrului cercului și pentru raza acestuia r sînt etalonate în Ω/fază și se referă la impedanțele de acționare (cu reglajele respective) în cazul defectelor bifazate. Deci, conform analizei efectuate asupra comportării elementelor de pornire în cazul scurtcircuitelor bifazate suma indicațiilor scalelor pentru deplasarea e și raza r în Ω/fază este egală cu jumătate din impedanța de acționare a releului $Z_{r\cdot a}$ (definită anterior), corespunzătoare unui unghi de 60° față de axa R (suma indicațiilor scalelor este egală cu $\frac{OA}{2}$).

În fig. 5.66 sînt reprezentate diagramele de acționare ale elementelor de pornire ale releului D111-D (care se realizează numai pentru $I_N = 1$A) corespunzătoare limitelor de reglaj, care sînt: pentru deplasarea cercului $e = 0 \ldots 11$ Ω/fază și pentru raza cercului $r = 17 \ldots 35$ Ω/fază. În diagrama de acționare vectorul $\overline{OA}$ care este $\bar{Z}_{r.a}$ la $\varphi_r = 60°$ poate varia deci între 34 și 92 Ω.

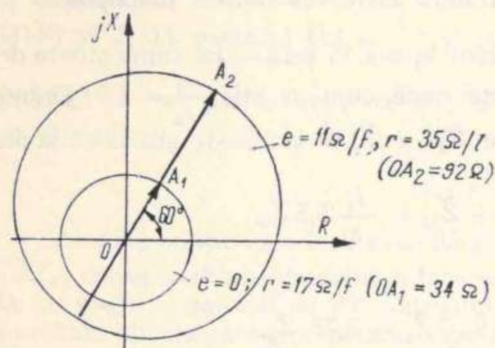


Fig. 5.66. Diagramele de acționare ale organelor de pornire ale protecției D111-D, corespunzătoare reglajelor minime și maxime pentru e și r.

De obicei, cînd condițiile locale nu impun un alt reglaj, pentru a avea o rezervă suficientă și în cazul defectelor pe barele la care este racordată linia protejată (deci ale „defectelor în spate") și conform recomandării fabricii constructoare, valorile lui e și r se aleg astfel încît să fie satisfăcută condiția $\varepsilon = \frac{e}{r} \leqslant 0{,}6$.

La releul D113 care este varianta mai modernă și perfecționată a acestei protecții și care permite adaptarea protecției — prin simpla modificare de poziții ale unor eclise — la diferite regimuri de exploatare, diagrama de acționare a organelor de pornire, identică cu cea a protecției D111-D are deplasarea cercului reglabilă între 0 și 12 Ω/f și raza acestuia între 17 și 34 Ω/f.

Protecția D113, care se realizează și pentru un curent nominal de 5 A are în acest caz toate valorile parametrilor diagramei organelor de pornire de cinci ori mai mici.

Organul de măsură al protecției D111 este constituit după cum s-a menționat dintr-un releu magnetoelectric sensibil alimentat într-o schemă specială de „balanță electrică" realizîndu-se o diagramă de acționare cerc deplasat pe axa R.

În fig. 5.67 este prezentată schema alimentării organului de măsură în cazul unui scurt circuit bifazat. Analiza funcționării acestei scheme și a relațiilor care o caracterizează, prezentate în cele ce urmează permite determinarea diagramei de acționare, a parametrilor acesteia și a modului în care trebuie reglați pentru a corespunde caracteristicii dorite; reglarea parametrilor la acest tip de protecție constituie o operație mai complexă a cărei bună înțelegere este foarte necesară.

În fig. 5.67 este reprezentată schema alimentării organului de măsură în cazul unui scurtcircuit bifazat (notațiile diverselor elemente corespund celor reale; cele subliniate reprezintă parametrii reglabili).

Treptele de impedanță se stabilesc prin alegerea, cu ajutorul unei formule indicate mai jos, a prizelor V ale transformatorului V și a prizelor

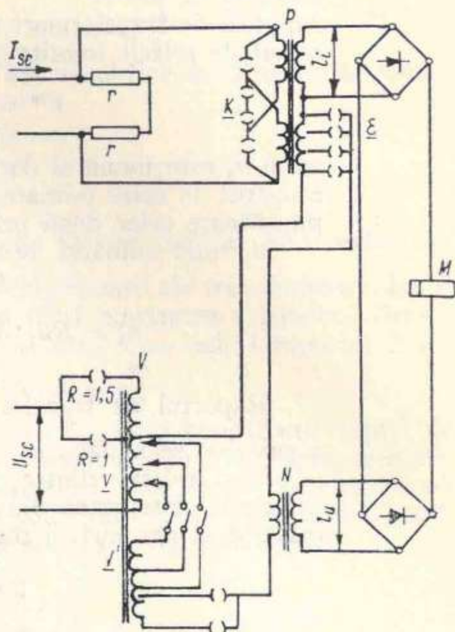


Fig. 5.67. Schema alimentării organului de măsură al protecției D110 (D111), în cazul unui scurt circuit bifazat.

ε ale celui de al doilea secundar al transformatorului P. Acest secundar are rolul de a provoca deplasarea cercului care reprezintă diagrama de acționare a organului de măsurat, de-a lungul axei R, pentru a se elimina astfel influența perturbatoare a arcului electric asupra măsurării impedanței de defect.

După cum se vede din schema din fig. 5.67, asupra releului propriu-zis M al organului de măsurat debitează înseriate dar în opoziție, două tensiuni electromotoare — una produsă de curentul de scurtcircuit iar cealaltă de tensiunea de scurtcircuit (care conține sau nu influența curentului de scurtcircuit). Acționarea releului M se produce (dacă se neglijează efectul frecărilor) cînd t.e.m. determinată de curentul de scurtcircuit e_i este mai mare decît cea provenită din circuitul de tensiune e_u. Pentru stabilirea formulelor cu ajutorul cărora se realizează la releu reglajele corespunzătoare treptelor de distanță dorite, considerăm ca și în cazul organelor de pornire rapoartele transformatoarelor de măsură egale cu unitatea și adoptăm următoarele notații:

w_i — raportul de transformare al transformatorului P, în raport cu secundarul care alimentează puntea de redresare a circuitului de curent;

n — raportul de transformare al aceluiași transformator în raport cu secundarul care se conectează în circuitul de tensiune;

w_u — raportul de transformare al transformatorului N, din circuitul de tensiune;

r — rezistențele de pe care se culeg căderi de tensiune proporționale cu curentul de defect;

V^* — raportul de transformare al transformatorului cu prize V, determinat de prizele folosite și de valoarea parametrului R:

$$V^* = \frac{U_2}{U_1} = \frac{n_2}{n_1^1},$$

unde n_2 este numărul de spire secundare culese prin prize; n_1^1 — numărul de spire primare, care este reglabil în două trepte corespunzătoare celor două prize primare $R = 1$ și $R = 1{,}5$;

n_1 fiind numărul de spire corespunzătoare prizei

$$R = 1$$

$$n_1^1 = Rn_1; \text{ deci } V^* = \frac{n_2}{Rn_1}.$$

Raportul de transformare $\frac{n_2}{n_1}$, corespunde însă etalonării V a prizelor secundare.

Deci relația dintre raportul de transformare real V^* care determină fracțiunea din tensiune care se aplică elementului de măsurat și parametrul reglabil V este

$$V^* = \frac{V}{R}$$

unde R poate avea două valori (notate pe releu în dreptul prizelor respective), $R = 1$ și $R = 1{,}5$.

Formulele cu ajutorul cărora se realizează reglarea treptelor de distanță sînt diferite după cum secundarul transformatorului P este sau nu conectat în circuitul de tensiune, respectiv după cum cercul de acționare are centrul în originea axelor sau este deplasat. Se disting deci două feluri în care se realizează reglarea, care vor fi analizate în cele ce urmează.

Reglarea treptelor de distanță în cazul neglijării influenței perturbatoare a arcului electric (obținerea unui cerc cu centrul în origine). Condiția de acționare a releului M este, după cum s-a menționat mai sus $e_i \geqslant e_u$.

În cazul analizat

$$e_i = k_1 |\bar{I}| \text{ și } e_u = k_2 |\bar{U}|;$$

condiția de acționare devine

$$k_1 I \geqslant k_2 U,$$

în care

$$k_1 = 2rw_i;$$

$$k_2 = \frac{V}{R} w_u.$$

Condiţia de acţionare $k_1 I \geqslant k_2 U$ se mai poate scrie şi sub forma $\frac{U}{I} \leqslant \frac{k_1}{k_2}$.

Deoarece în cazul scurtcircuitului bifazat care corespunde schemei din fig. 5.67 (datorită schemei de comutări a releului la acţionare, concluzia este valabilă şi pentru alte defecte) $\frac{U}{I} = 2Z$, unde Z este impedanţa de defect pe fază, acţionarea se produce la $2Z \leqslant \frac{k_1}{k_2}$ sau $Z \leqslant \frac{k_1}{2k_2}$.

Înlocuindu-se k_1 şi k_2 prin valorile lor, se obţine condiţia de acţionare

$$Z \leqslant \frac{Rr \frac{w_i}{w_u}}{V}.$$

Se notează $r\frac{w_i}{w_u} = k$ (după cum se vede din fig. 5.67, w_i este reglabil în două trepte prin legarea celor două secţiuni primare ale transformatorului P în serie sau în paralel, una dintre valori fiind jumătatea celeilalte). Deci k este un parametru cu două valori posibile, între care există raportul 2. Cu aceste notaţii condiţia de acţionare devine $Z \leqslant \frac{Rk}{V}$.

Pentru ca Z să aibă o anumită valoare Z_{reg} (corespunzătoare treptei de distanţă respective), cei trei parametri din formula de mai sus trebuie stabiliţi în consecinţă. Dintre aceşti trei parametri R şi k nu au decît cîte două valori posibile (fixe), iar V este cel care se poate regla pentru a se obţine impedanţa de acţionare dorită. Formula de reglare a releului este deci

$$V = \frac{Rk}{Z_{reg}}.$$

Scările prizelor corespunzătoare celor trei trepte, pentru stabilirea valorilor V necesare, nu sînt etalonate direct în aceste valori ci în valori de 100 ori mai mari, deci valorile V indicate pe scară nu reprezintă raportul de transformare $\frac{n_2}{n_1}$ al transformatorului direct, ci exprimat în procente.

Ţinînd seama de aceasta, formula care dă valoarea de pe scala prizelor transformatorului V care trebuie aleasă pentru un Z_{reg} dorit este

$$V = \frac{Rk}{Z_{reg}} 100[\%].$$

Gama scalelor pentru reglarea valorii V este de 1—100%, putîndu-se stabili orice număr întreg (există cursoare separate pentru zeci şi unităţi). Releul are trei asemenea scale pentru cele trei trepte de impedanţă pe care le poate realiza.

Trebuie menţionat că parametrii V, R şi k ai formulei de mai sus, pentru reglarea releului, au, spre deosebire de celelalte notaţii folosite pentru stabilirea formulei, chiar denumirile folosite în releu. De asemenea, parametrul k din această formulă are o semnificaţie fizică precisă, fiind de fapt valoarea impedanţei minime reglabile a releului (ca treaptă de distanţă).

Într-adevăr, după cum s-a văzut, V este în general un număr mai mic decît 100 (tensiunea aplicată releului se reduce succesiv prin releul de timp, pentru a se trece dintr-o treaptă într-alta și a se sesiza impedanțe mai mari; valoarea maximă a lui V, pentru care impedanța de acționare este minimă, este 100, în care caz tensiunea nu se reduce deloc). Totodată, pentru a se obține impedanța minimă care se poate regla, R trebuie să aibă valoarea 1 și nu 1,5, căci altfel s-ar produce totuși o scădere a tensiunii aplicate elementului de măsurat, deci o micșorare artificială a impedanței de defect.

Se observă că, în cazul în care se stabilesc pentru V valoarea 100 și pentru R valoarea 1, adică releul este pus în condițiile în care impedanța la care acționează este cea minimă (căci prin reglarea unui parametru nu se mai poate mări tensiunea aplicată elementului de măsurat în caz de defect și prin aceasta să se micșoreze impedanța reală la care ar începe să acționeze releul) există relația

$$100 = \frac{1k}{Z_{reg.min}} 100, \text{ deci } Z_{reg.min} = k.$$

Rezultă deci că impedanța minimă reglabilă pe fază este chiar k. După cum s-a arătat mai sus, acest k are două valori posibile cărora le corespund deci două valori posibile ale lui $Z_{reg.min}$. Aceste două valori corespund de fapt celor două valori posibile ale lui w_i, care după cum s-a văzut se pot modifica de la simplu la dublu. În consecință, k, respectiv impedanța minimă reglabilă a releului, se poate modifica de la simplu la dublu.

La releele tip D110 și D111, cele două valori posibile ale lui k (ale impedanței minime reglabile) pentru releele cu $I_n = 5$ A sînt de 0,4 și 0,2 Ω/fază, prima valoare corespunzînd intervalului denumit de fabrică „normal", pentru releele cu $I_n = 1$ A, aceste valori sînt de cinci ori mai mari, respectiv 2 și 1 Ω/fază.

Există unele relee tip D111 și D113 construite special pentru linii foarte scurte, la care valorile prevăzute pentru k sînt de două ori mai mici decît cele menționate.

La releele tip D111-D cum și la releele D113 construite special pentru linii foarte lungi, cele două valori posibile ale impedanței minime reglabile k sînt de 8 și 4 Ω/fază.

Reglarea treptelor de distanță în cazul folosirii secundarului transformatorului P pentru eliminarea influenței arcului electric, prin deplasarea cercului caracteristic. Relațiile care există între parametrii cercului deplasat (pentru ca protecția să determine corect distanța pînă la defect, indiferent dacă există sau nu arc electric) prezintă o serie de particularități importante pentru felul în care trebuie realizați prin reglaj acești parametri la protecțiile D110, D111 sau D113.

Diagrama de acționare necesară în acest caz este cea din fig. 5.68, unde: Z_{reg} este impedanța dorită a treptei respective; λZ_{reg} — valoarea rezistenței arcului pentru care organul de măsurat trebuie să acționeze ca și pentru un defect la capătul impedanței Z_{reg}; φ — unghiul liniei; X_0 și ρ — deplasarea centrului cercului și raza acestuia, care sînt funcție de condițiile date, condiții reprezentate tocmai de mărimile Z_{reg}, λ și φ.

Într-adevăr, după cum se vede ușor din fig. 5.68 parametrii cercului se deduc din aceste trei valori astfel:

$$X_0 = Z_{reg} \cos \varphi + \frac{\lambda Z_{reg}}{2}$$

$$\rho^2 = \frac{\lambda^2 Z_{reg}^2}{2} + Z_{reg}^2 \sin^2 \varphi.$$

Deci o dată cu Z_{reg} variază nu numai ρ ci și X_0. Între X_0 și ρ există însă o legătură care este independentă de Z_{reg} și depinde numai de φ și λ. (Această

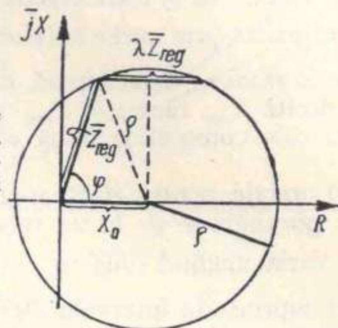


Fig. 5.68. Diagrama de acționare a organului de măsură, necesară pentru eliminarea influenței arcului electric asupra măsurării distanței.

relație este importantă pentru că, după cum se va vedea mai jos, este folosită în realizarea schemei organului de măsurat și a modului de reglare).

Raportul $\frac{X_0}{\rho}$ este independent de valoarea impedanței Z_{reg} și este constant pentru φ și λ constanți.

Într-adevăr din relațiile de mai sus rezultă

$$X_0 = Z_{reg} \frac{2 \cos \varphi + \lambda}{2}; \quad \rho = Z_{reg} \frac{\sqrt{\lambda^2 + 4 \sin^2 \varphi}}{2};$$

$$\frac{X_0}{\rho} = \frac{\lambda + 2 \cos \varphi}{\sqrt{\lambda^2 + 4 \sin^2 \varphi}}.$$

Din ultima relație se observă că, dacă la o linie dată, cu un anumit unghi φ, se alege raportul $\frac{X_0}{\rho}$, rezultă λ și apoi rezultă X_0 și ρ în funcție de Z_{reg}.

Din practica exploatării și din măsurările efectuate asupra arcului electric de defect s-a ajuns la concluzia, folosită și la alte tipuri de protecții, că λ trebuie să aibă valoarea 0,5—0,6. Deci se poate stabili, pentru diverse unghiuri φ, raportul $\frac{X_0}{\rho}$ pentru ca λ să rezulte între 0,5 și 0,6.

Parametrii cercului deplasat, pentru o linie dată și o impedanță de treaptă dorită Z_{reg}, se pot alege în felul următor: în funcție de unghiul φ al liniei se alege un raport $\frac{X_0}{\rho}$, astfel încît să se obțină pentru λ o valoare între 0,5 și 0,6, și apoi se determină X_0 și ρ.

În particular pentru φ dat și $\frac{X_0}{\rho}$ (respectiv λ) ales, formula este

$$\rho = Z_{reg}\sqrt{\frac{\lambda^2}{4} + \sin^2\varphi}.$$

Pentru $Z_{reg} = 1$, rezultă

$$\rho_1 = \sqrt{\frac{\lambda^2}{4} + \sin^2\varphi}.$$

Se observă deci că ρ_1 (raza cercului pentru treapta de impedanță unitară) poate fi reprezentat prin curbe în funcție de φ, pentru diverși $\frac{X_0}{\rho}$ (respectiv λ), iar cu ajutorul razei ρ_1, determinată din acest curbe, se găsește în funcție de impedanța dorită Z_{reg}, raza $\rho = Z_{reg} \cdot \rho_1$.

Această cale corespunde după cum se va vedea modului de reglare a releului.

În mod practic, pentru efectuarea reglajelor, parametrii cercului deplasat se stabilesc pornindu-se de la un tabel care dă, pentru diverse intervale în care poate varia unghiul liniei φ, valoarea raportului $\frac{X_0}{\rho}$ prin care se realizează valori cuprinse în intervalul 0,5—0,6 (tabelul 5.1).

Sînt construite de asemenea de la început, pentru uz general curbe care reprezintă pe ρ_1 în funcție de φ, pentru diverse rapoarte $\frac{X_0}{\rho}$ din tabelul 5.1 (fig. 5.69). Deci pentru o linie oarecare, la care trebuie reglată protecția tip D110, fiind cunoscut unghiul φ, se alege din tabel raportul $\frac{X_0}{\rho}$ și se determină apoi din fig. 5.69 valoarea lui ρ_1 respectiv a lui $\rho = Z_{reg}\,\rho_1$, unde Z_{reg} este impedanța dorită a treptei.

Tabelul 5.1

Unghiul liniei φ	55° — 63°	63° — 68°	68° — 74°	74° — 80°
Raportul $\frac{X_0}{\rho}$	80%	70%	60%	50%

Schema organului de măsurat și valorile elementelor componente ale acestuia sînt realizate astfel încît prin alegerea valorilor reglabile V și ε în funcție de parametrii cercului $\left(\frac{X_0}{\rho}\text{ și }\rho\right)$, determinați după cum s-a arătat, se obține drept diagramă de acționare cercul cu acești parametri.

Formulele de legătură între mărimile reglabile ale releului V și ε și parametrii cercului $\frac{X_0}{\rho}$ și ρ rezultă din relațiile de mai jos, determinate pe baza

schemei din fig. 5.67, în care s-au păstrat notațiile folosite la prezentarea reglării în cazul neglijării arcului electric.

Tensiunea electromotoare a circuitului de curent este, ca și în acel caz, $e_i = k_1|\bar{I}|$, dar cea a circuitului de tensiune își modifică expresia, devenind $e_u = w_u|UV^* - nI|$.

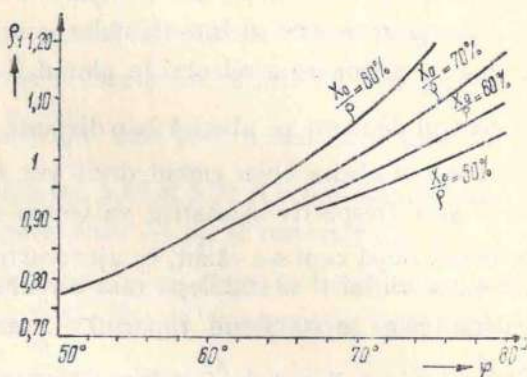


Fig. 5.69. Curbele pentru determinarea lui ρ_1 în funcție de φ, pentru diverse valori ale raportului X_0/ρ.

Condiția de acționare devine deci

$$w_u\left|\frac{V}{R}\bar{U} - n\bar{I}\right| \leqslant k_1|\bar{I}|,$$

respectiv

$$\left|\frac{V}{R}\bar{U} - n\bar{I}\right| \leqslant \frac{k_1}{w_u}|\bar{I}|$$

sau

$$I\left|\frac{V}{R}\frac{\bar{U}}{\bar{I}} - n\right| \leqslant \frac{k_1}{w_u}I.$$

Ținînd seama că la scurtcircuitul bifazat analizat $-\frac{\bar{U}}{\bar{I}} = 2\bar{Z}$, condiția de acționare este deci

$$\left|\frac{V}{R}2\bar{Z} - n\right| \leqslant \frac{k_1}{w_u}$$

sau

$$\left|\bar{Z} - \frac{n}{2\frac{V}{R}}\right| \leqslant \frac{k_1}{w_u}\frac{1}{2\frac{V}{R}}.$$

Conform notațiilor adoptate, $k_1 = 2rw_i$ și $\frac{rw_i}{w_u} = k$, unde k este impedanța minimă reglabilă a releului.

Introducînd aceste relații, condiția de acționare găsită devine

$$\left|\bar{Z} - \frac{n}{2}\frac{R}{V}\right| \leqslant \frac{kR}{V}.$$

Notînd $\frac{n}{2} = n'$ (raportul de transformare al transformatorului P împărțit prin 2), condiția de acționare a organului de măsură devine în definitiv

$$\left| \bar{Z} - n' \frac{R}{V} \right| \leqslant \frac{kR}{V}.$$

Locul geometric al impedanțelor care satisfac această relație, deci diagrama de acționare a releului în planul Z este un cerc avînd raza $r = \frac{kR}{V}$ și centrul deplasat pe abscisă la o distanță $e = \frac{n'R}{V}$ de origine (fig. 5.70). Pentru a se obține chiar cercul dorit vor trebui alese în consecință valorile lui V și n' (respectiv ε). Astfel, va trebui să avem $\frac{kR}{V} = \rho$, unde ρ este determinat după cum s-a văzut, cu ajutorul tabelului și al curbelor. Deci prin alegerea valorii lui V se stabilește raza cercului. Pe de altă parte, prin alegerea valorii lui n' se stabilește raportul $\frac{e}{r}$, care trebuie să fie egal cu raportul $\frac{X_0}{\rho}$ determinat din tabelul 5.1. Într-adevăr, $e = \frac{n'R}{V} = \frac{n'}{k} r$, deci $n' = \frac{e}{r} k$.

Pentru k dat, alegîndu-se valoarea n' se alege de fapt raportul $\frac{e}{r}$ și, datorită acestui fapt, prizele celui de al doilea secundar al transformatorului P, pot fi etalonate direct în valori $\frac{n'}{k} = \frac{e}{r}$. Practic, pentru a corespunde tabelului, scara prizelor este etalonată în valorile acestui raport, exprimate în procente. Deci parametrul reglabil ε este etalonat direct în valorile necesare $\frac{X_0}{\rho}$, exprimate în procente.

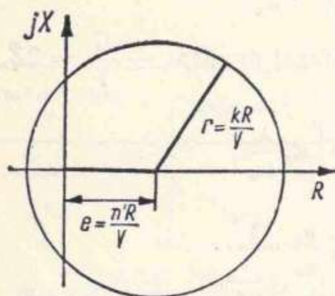


Fig. 5.70. Diagrama de acționare realizată de organul de măsură.

Trebuie observat că pentru o valoare ε o dată reglată, raportul $\frac{e}{r}$ nu se schimbă dacă se modifică valoarea k prin modificarea conexiunii bobinelor primare ale transformatorului P. Într-adevăr, dacă de exemplu, k se dublează, se dublează automat și n', astfel că $\frac{n'}{k} = \frac{e}{r}$ rămîne constant. Deci etalonarea

raportului de transformare în valori ale lui $\varepsilon = \frac{n'}{k} = \frac{X_0}{\rho}$ este independentă de valoarea stabilită a lui k. Valorile care se pot stabili pentru ε la protecţia tip D 110 corespund tabelului 5.1, deci unghiurilor uzuale ale liniilor.

La varianta mai modernă D113 a protecţiei care este realizată şi pentru linii lungi de foarte înaltă tensiune avînd unghiul mai mare de 80° se pot regla valori ale lui $\varepsilon = \frac{X_0}{\rho}$ (în afara celor din tabelul 5.1) şi între 50% şi 20%, indicate în tabelul 5.2 de mai jos şi căruia îi corespund curbele de determinare a lui ρ_1 din fig. 5.55.

În concluzie, reglarea releului unei linii date pentru realizarea treptelor de distanţă se efectuează astfel:

— pe baza tabelelor, a curbelor din fig. 5.69 şi 5.71 şi a impedanţei alese pentru treapta respectivă Z_{reg}, se aleg parametrii $\frac{X_0}{\rho}$ ρ_1, şi respectiv $\rho = \rho_1 Z_{reg}$;

— pe baza parametrilor astfel determinaţi, se alege, la transformatorul P, priza care corespunde valorii $\varepsilon = \frac{X_0}{\rho}$ exprimată în procente; valoarea V trebuie aleasă astfel încît să fie satisfăcută relaţia $\frac{kR}{V} = \rho_1 Z_{reg}$.

Deoarece, după cum se ştie, şi prizele transformatorului V sînt etalonate în procente, formula de reglare a prizelor este

$$V = \frac{Rk}{\rho_1 Z_{reg}} 100\%.$$

Din prezentarea modului de reglare a protecţiei tip D111, D113 pentru realizarea treptelor de distanţă şi a felului în care se obţin cele două diagrame de acţionare posibile (cerc cu centrul în origine şi cerc deplasat) rezultă şi gama de reglare posibilă.

Întrucît pentru V se poate stabili şi valoarea zero, rezultă că teoretic Z_{regI} poate fi şi infinit. Deci, lungimea liniei care poate fi protejată de protecţia tip D111, D113 nu este limitată de organul de măsurat ci de cel de pornire.

Tabelul 5.2

Unghiul liniei	68° — 73°	73° — 79°	79° — 85°	85° — 90°
Raportul $\frac{x_0}{\rho}$	50%	40%	30%	20%

După cum s-a menţionat, datorită comutărilor efectuate cu ajutorul organelor de pornire, concluziile stabilite în analiza de mai sus pentru un scurtcircuit bifazat căruia îi corespunde schema de alimentare din fig. 5.67 sînt valabile pentru orice alt tip de scurtcircuit.

În cele ce urmează se prezintă modul în care se realizează sesizarea aceleiași distanțe pînă la locul de defect în cazul scurtcircuitului monofazat ca și în cazul celui bifazat.

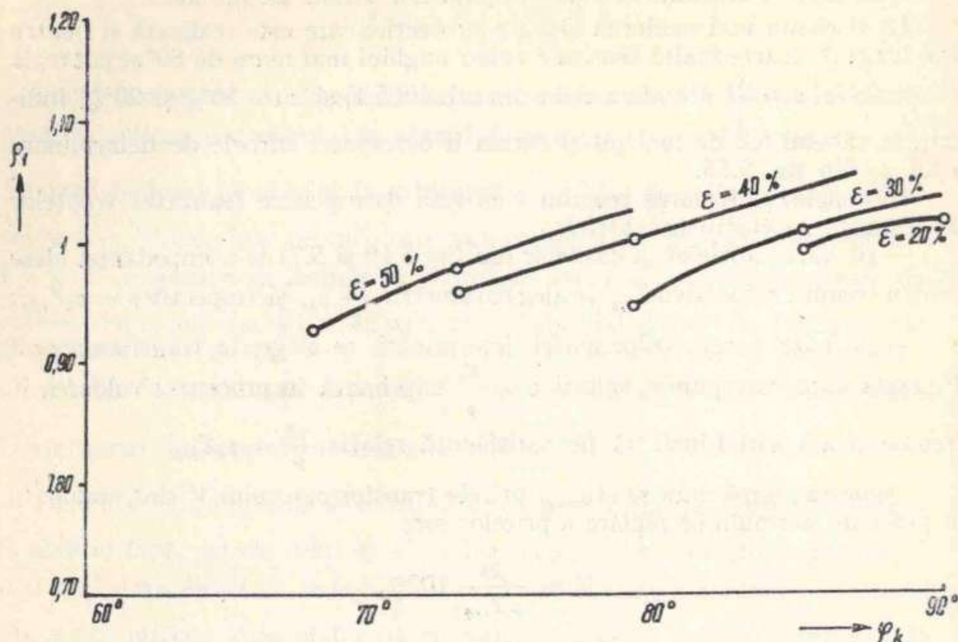


Fig. 5.71. Curbele suplimentare pentru determinarea lui ρ_1 în funcție de φ pentru diverși $\frac{X_0}{\rho}$ la protecția D113.

După cum se poate observa din schema de ansamblu a protecției din fig. 5.73 rezistențele parcurse de curenții de defect și de pe care se culeg căderile de tensiune pentru alimentarea organului de măsură sînt identice între ele, dar căderea de tensiune care se culege de pe cea parcursă de curentul homopolar se obține printr-un transformator; notînd cu R aceste rezistențe și cu m raportul de transformare al transformatorului de curent homopolar, rezultă că de pe rezistențele parcurse de curenții fazelor se culege o tensiune $R\, I_f$, iar de pe cea parcursă de curentul homopolar o tensiune $m\, R\, 3\, I_h$.

După cum se vede din fig. 5.72, în cazul unui scurtcircuit bifazat $R\, S$ pe linie la o distanță corespunzătoare unei impedanțe directe pe fază $\bar{Z}_d$, relația dintre tensiunea și curenții de defect este

$$\bar{U}_{RS} = \bar{Z}_d \bar{I}_R - \bar{Z}_d \bar{I}_S = \bar{Z}_d(\bar{I}_R - \bar{I}_S).$$

Considerînd ca și mai sus rapoartele de transformare ale transformatoarelor de curent și tensiune egale cu unitatea, rezultă că în cazul unui asemenea defect organului de măsură i se aplică tensiunea $\bar{U}_{RS}$ și o cădere de

tensiune $R(\bar{I}_R - \bar{I}_S)$, și deci raportul între mărimile care i se aduc organului de măsură este

$$\bar{Z}_m = \frac{\bar{U}_{RS}}{R(\bar{I}_R - \bar{I}_S)} = \frac{\bar{Z}_d}{R}.$$

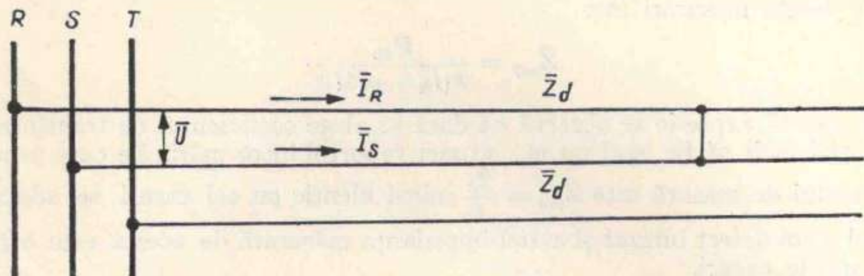


Fig. 5.72. Scurtcircuit bifazat pe linie.

În cazul unui scurtcircuit monofazat pe faza R, la aceeași distanță (deci care corespunde aceleiași impedanțe directe $\bar{Z}_d$), relația dintre tensiunea și curenții de defect (folosindu-se componentele simetrice) este

$$\bar{U}_{RO} = \bar{Z}_d\bar{I}_d + \bar{Z}_i\bar{I}_i + \bar{Z}_h\bar{I}_h$$

unde $\bar{Z}_d$ și $\bar{Z}_i$ sînt impedanțele directe și inverse ale liniei pînă în punctul de defect (egale între ele) și $\bar{Z}_h$ este impedanța homopolară a aceleiași porțiuni de linii.

Ținînd seama de egalitatea între $\bar{Z}_d$ și $\bar{Z}_i$ și prelucrînd această expresie, se obține succesiv

$$\bar{U}_{RO} = \bar{Z}_d\bar{I}_d + \bar{Z}_i\bar{I}_i + \bar{Z}_d\bar{I}_h - \bar{Z}_d\bar{I}_h + \bar{Z}_h\bar{I}_h =$$
$$= \bar{Z}_d(\bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h) + (\bar{Z}_h - \bar{Z}_d)\,\bar{I}_h.$$

Curentul de pe faza defectă este

$$\bar{I}_R = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h.$$

Deci

$$\bar{U}_{RO} = \bar{Z}_d\bar{I}_R + (\bar{Z}_h - \bar{Z}_d)\,\bar{I}_h$$

respectiv

$$\bar{U}_{RO} = \bar{Z}_d\left(\bar{I}_R + 3\bar{I}_h\frac{\bar{Z}_h - \bar{Z}_d}{3\bar{Z}_d}\right).$$

După cum se știe, în general se consideră că $\bar{Z}_h$ și $\bar{Z}_d$ sînt în fază (în calcule se folosesc de obicei doar reactantele). Ținînd seama de aceasta și notînd

$$\frac{X_h - X_d}{3X_d} = \frac{1}{3}\left(\frac{X_h}{X_d} - 1\right) = m_0$$

se poate scrie

$$\bar{U}_{R0} = \bar{Z}_d(\bar{I}_R + m_0\,3\bar{I}_h).$$

După cum se observă din schema de ansamblu a protecției (fig. 5.73), în cazul unui defect monofazat *RO*, prin acționarea releului intermediar *N* excitat la rîndul lui de releul A_0 parcurs de curentul homopolar, și a releului intermediar *X* excitat de elementul de pornire *ZMX*, organului de măsură i se aplică tensiunea $\bar{U}_{R0}$ și căderea de tensiune $R\bar{I}_R + mR\,3\bar{I}_h$ și deci raportul între aceste măsurări este

$$\bar{Z}_{m0} = \frac{\bar{U}_{R0}}{R(\bar{I}_R + m\,3\bar{I}_h)}.$$

Din această expresie se observă că dacă se alege coeficientul de transformare m astfel încît să fie egal cu m_0, atunci raportul între mărimile care se aduc organului de măsură este $\bar{Z}_{m0} = \frac{\bar{Z}_d}{R}$ adică identic cu cel care i se aduce în cazul unui defect bifazat și astfel impedanța măsurată de acesta este aceeași în ambele cazuri.

Rezultă deci că pentru a se obține o determinare corectă a distanței independent de natura defectului, coeficientul de transformare al transformatorului din conductorul neutru, care după cum se observă din fig. 5.73 este reglabil în trepte, trebuie să aibă o anumită valoare care depinde de parametrii liniei, respectiv de raportul dintre reactanța homopolară și reactanța directă ale acesteia. Astfel, la liniile fără conductor de protecție sau cu conductor de protecție din oțel (cazul majorității liniilor de înaltă tensiune din sistemul nostru energetic), la care $X_h = 3{,}5\ X_d$, $m_0 = 0{,}83$ și deci m (care se reglează în trepte) trebuie reglat la valoarea de 0,8.

Organul direcțional al protecțiilor de tip D111 este format dintr-un releu feromagnetic alimentat prin intermediul releelor acționate de organele de pornire după schema de 90°, deci cu o tensiune suficient de mare în cazul defectelor nesimetrice.

O parte componentă importantă a protecției o constituie dispozitivul de blocaj la pendulații. După cum s-a arătat la început (v. cap 2) pendulațiile apărute într-un sistem energetic pot conduce la scăderi de tensiune și creșteri de curenți care pot provoca acționări dezordonate ale protecțiilor și prin aceasta avarii grele de sistem.

Protecțiile de distanță sînt în mod special susceptibile de a acționa intempestiv în timpul pendulațiilor, impedanța măsurată de acestea scăzînd în cadrul unor asemenea fenomene.

Pentru a evita astfel de funcționări incorecte protecțiile de distanță — după cum s-a arătat mai sus — sînt prevăzute cu dispozitive de blocaj al acționării sub influența pendulațiilor. Principiul de funcționare al dispozitivului de blocaj la pendulații din protecția D111 se bazează pe faptul că în cursul unei pendulații complete există întotdeauna o perioadă de timp în care puterile activă și reactivă care circulă prin linie au sensuri contrarii; dispozitivul constă în esență din două relee direcționale, unul de putere activă S_W și unul de putere reactivă S_t, un condensator *CP* cu o rezistență *RP* și un releu intermediar. *P* Modul de funcționare a schemei de blocaj la pendulații se poate urmări cu ușurință în fig. 5.73. În cazul apariției unor pendulații care conduc la acționarea organelor de pornire, regimul fiind simetric, acestea vor acționa pe toate fazele fără însă ca releul de curent homopolar să se excite. În felul

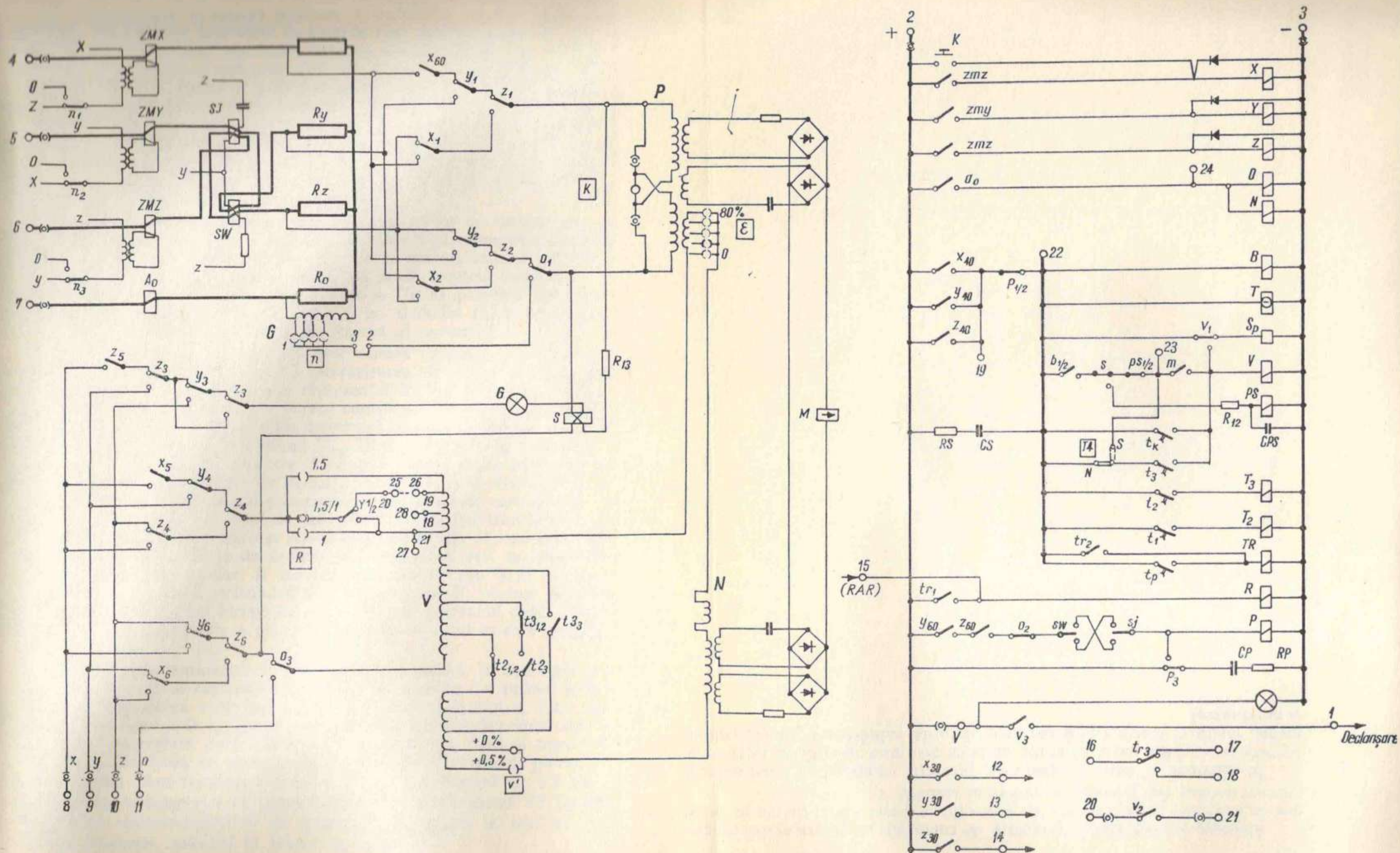


Fig. 5.73. Schema de principiu completă a protecției D111.

acesta contactele Y_{60}, Z_{60} și O_2 vor fi închise și în momentul în care puterea activă și reactivă fiind de sensuri contrare contactele SW și Si se vor orienta în mod corespunzător în sensuri contrare, se va excita releul P; chiar dacă pendulația fiind rapidă, intervalul de timp în care puterile activă și reactivă circulă în sensuri inverse, este mic, datorită condensatorului CP releul P va rămîne cu armătura atrasă pînă cînd este din nou excitat prin închiderea contactelor SW și Si. Releul P a cărui excitare se produce deci (și se menține) în cazul producerii pendulațiilor întrerupe prin contactul său $p1/2$ alimentarea întregii scheme de curent continuu și prin aceasta împiedică acționarea incorectă a protecției într-un asemenea regim. Prevederea contactului normal închis O_2 asigură funcționarea protecției la defecte care apar în timpul unui regim cu pendulații, întrucît după cum se știe majoritatea covîrșitoare a defectelor sînt însoțite de curent homopolar.

Organul de timp este format dintr-un mic motor de curent continuu care antrenează un ax pe care sînt dispuse discuri cu came, care constituie contactele organului de timp; trei dintre aceste discuri care se pot roti în jurul axului și fixa într-o poziție dorită realizează treptele temporizate ale organului de măsură reglabile între 0 și 6 s. Un al patrulea disc poartă două contacte reglate fix, unul la 0,4 s și un al doilea (t_k) la aproximativ 6,5 s și care constituie timpul final de rezervă al protecției.

În cele ce urmează se prezintă funcționarea protecției în cazul unui scurtcircuit bifazat din care rezultă interacțiunea diferitelor elemente componente ale ansamblului protecției reprezentat în fig. 5.73 și în particular a celor care alcătuiesc schema de curent continuu. Scurtcircuitul este considerat între fazele S și T. La apariția defectului are loc o creștere a curentului pe aceste faze și o scădere a tensiunii $\bar{U}_{ST}$. Dintre organele de pornire acționează cel de pe faza T, respectiv ZMZ și eventual ZMY (tensiunea U_{RS} aplicată acestuia nu este cea de defect). Prin închiderea contactului *zmz* se excită releul intermediar z și prin comutarea contactelor acestuia se aduc organului direcțional S și celui de măsură constituit din transformatoarele V, P și N, punțile redresoare și releul magnetoelectric M, măsurile corespunzătoare fazelor afectate de defect; prin contactul *z40* se alimentează totodată releul intermediar B care prin contactul său *b1/2* pregătește calea pentru excitarea releului final de declanșare V, precum și organul de timp, al cărui motor începe să se învîrtească antrenînd axul cu came. Funcționarea în continuare a protecției depinde de locul în care s-a produs defectul.

a. Cazul unui scurtcircuit ST în zona I a protecției. În acest caz releul magnetoelectric M al organului de măsură își închide din primul moment contactul m (înaintea contactului t_1 al organului de timp) e_i fiind de la început mai mare decît e_u, căci impedanța pînă la locul defectului este mai mică decît cea reglată pentru zona I; în felul acesta, dacă și contactul S a rămas închis (ceea ce corespunde sensului de circulație a puterii spre linie) se excită releul final al protecției V care prin contactul său $V3$ execută comanda de declanșare a întreruptorului, iar prin contactul $V1$ întrerupe alimentarea electromagnetului de cuplare a motorului la axul cu came, întreaga protecție revenind la starea de repaus.

b. Cazul unui scurtcircuit ST în zona a II-a a protecției. În acest caz în momentul alimentării organului de măsură releul M nu-și închide contactul, e_u fiind mai mare decît e_i; după trecerea timpului reglat al treptei a II-a însă (care în sistemul nostru este de regulă 0,4 s în rețeaua de 220 kV și 0,5 s în rețeaua de 110 kV) axul cu came își închide contactul t_1 excitînd releul intermediar $T2$. Prin deschiderea contactului $t2_{1,2}$ și închiderea contactului $t2_3$ (ale releului $T2$) se efectuează comutarea prizelor secundare ale autotransformatorului V, micșorîndu-se prin aceasta tensiunea adusă organului de măsură; prizele secundare fiind alese cu ajutorul formulelor de reglaj prezentate la început astfel încît să corespundă diferitelor zone dorite ale protecției, după această primă comutare a prizelor, releul M își va închide contactul provocînd declanșarea întreruptorului ca mai sus.

c. Cazul unui scurtcircuit ST în zona a treia a protecției. Tensiunea e_u continuă să fie mai mare decît e_i chiar după comutarea prizelor prin contactele $t2_{1,2}$ și $t2_3$, și axul cu came rotindu-se în continuare își închide contactul $t2$ excitînd astfel releul intermediar $T3$; prin contactele sale $t3_{1,2}$ și $t3_3$ acesta efectuează o a doua comutare de prize ale autotransformatorului V extinzînd prin aceasta domeniul pentru care releul M își închide contactul, pînă la sfîrșitul zonei a treia. Prin închiderea contactului m are loc în continuare — după cum s-a arătat mai sus — comanda de declanșare.

d. Cazul unui scurtcircuit la o distanță foarte mare (mai mare decît zona a treia). În acest caz nici a doua micșorare bruscă a tensiunii aduse organului de măsură nu conduce la acționarea releului M și discul cu came rotindu-se în continuare își închide la timpul reglat pentru treapta a IV-a contactul t_3 excitînd astfel releul V și provocînd declanșarea întreruptorului.

e. Cazul unui scurtcircuit ST produs pe o altă linie și alimentat prin linia protejată, spre barele unde este instalată protecția. Organului de măsură și celui direcțional i se aduc aceleași măsuri ca și în cazurile analizate anterior; releul B și organul de timp vor fi acționate, dar contactul S se va deschide datorită sensului către bare ale puterii și datorită acestui fapt indiferent de mărimea distanței pînă la defect și respectiv de momentul în care se închide contactul m, acționarea releului V pentru a se comanda declanșarea nu se poate produce în nici una din primele trei trepte de timp (Releul PS prevăzut în schemă protejează contactul S și semnalizează sensul spre bare al puterii de scurtcircuit). Declanșarea la un asemenea defect se poate produce (în funcție de soluția aleasă în exploatare) fie cu temporizarea treptei a IV-a, fie la 6,5 s după pornirea protecției prin închiderea contactului de fine de cursă al axului cu came. Pentru a se obține declanșarea cu temporizarea treptei a IV-a eclisa $T4$ trebuie pusă pe poziția N în care — după cum se vede din fig. 5.73 — excitarea releului V prin contactul $t3$ al axului cu came se produce indiferent de poziția contactului S. În cazul montării eclisei $T4$ pe poziția S declanșarea cu temporizarea treptei a IV-a nu se produce decît pentru sensul puterii dintre bare spre linie și declanșarea pentru un defect ca cel analizat are loc abia la 6,5 s prin contactul t_k. În general însă, comenzile de declanșare prin contactele t_3 și t_k se produc foarte rar, în cazul refuzului de a funcționa al mai multor întreruptoare situate între locul defectului și locul unde este instalată protecția. Declanșarea în aceste

trepte este determinată nu de organul de măsură, ci doar de acționarea organelor de pornire.

Din schema generală a protecției D111 din fig. 5.73 se observă și unele particularități importante ale acesteia. Astfel prin primul contact t_p al axului cu came, reglat la 0,4 s se excită releul TR și contactul tr_3 al acestuia se folosește pentru blocarea dispozitivului de RAR în cazul în care se dorește efectuarea reanclanșării automate numai la defectele deconectate în treapta rapidă a protecției de distanță; prin contactul tr_1 al aceluiași releu TR se excită releul R (care poate fi acționat și de către dispozitivul de RAR) care efectuează anularea prelungirii treptei I a protecției de distanță. Contactele X_{30}, Y_{30}, Z_{30} ale releelor intermediare X, Y, Z, acționate de organele de pornire ZMX, ZMY și ZMZ sînt folosite pentru alegerea fazei care trebuie deconectată în cazul folosirii reanclanșării automate rapide monofazate.

Varianta mai nouă D113 a acestei protecții are ca și protecția D111-D posibilitatea reglării organelor de pornire; de asemenea prin modul de executare a legăturilor interioare și prin prevederea unor șiruri de cleme suplimentare permite realizarea cu ușurință — prin modificări de conexiuni — a mai multor regimuri sau scheme de funcționare. Astfel ea poate fi folosită cu sau fără reanclanșare automată, în asociere cu o legătură fizică sau de înaltă frecvență ca protecție comparativă longitudinală, cu treapta I rapidă sau temporizată etc.

La liniile foarte lungi și prin care se transportă puteri mari se folosesc protecții D111 sau D113 (în variantele cu $I_N = 1$A) asociate cu relee Z400. Acestea sînt de fapt organe de pornire care acționează în paralel cu cele din interiorul releelor D111 sau D113, asemănătoare constructiv cu acestea și a căror diagramă de acționare în planul $\bar{Z}$ este un cerc avînd centrul în cadranul I pe o dreaptă care face un unghi de 80° cu axa R; atît poziția centrului cît și raza cercului sînt reglabile. Prin folosirea în paralel a celor două dispozitive, reglînd în mod corespunzător parametrii celor două organe de pornire se obține o caracteristică rezultantă de pornire ca cea din fig. 5.61, *a*.

Cercul inferior al acestei caracteristici corespunde organelor de pornire ale releului D111 sau D113 și are raza și centrul reglabile conform datelor indicate mai sus pentru D111-D. (La releele D113 limitele de variație sînt puțin diferite fiind pentru deplasarea cercului $e = 0...12$ Ω/f și pentru raza sa $r = 17 ... 34$ Ω/f). Cercul din partea superioară a diagramei corespunde dispozitivului Z400 și are raza r reglabilă între 17 și 35 Ω/f iar deplasarea e reglabilă în două intervale, respectiv între 0 și 11 Ω/f sau între 13 și 24 Ω/f.

5.7.6. Stabilirea reglajelor protecțiilor de distanță

În fig. 5.50 a fost reprezentată caracteristica de funcționare în trepte a protecțiilor de distanță, într-o porțiune de rețea. O asemenea caracteristică se realizează prin alegerea corespunzătoare a reglajelor de timp și a treptelor de distanță ale protecțiilor din rețeaua respectivă. Principiile pe baza cărora se aleg aceste reglaje de timp și distanță sînt prezentate în cele ce urmează.

Pentru realizarea unei protecţii selective, o primă problemă de care trebuie să se ţină seama la stabilirea reglajelor este aceea a erorilor posibile în determinarea distanţei. Aceste erori se datoresc atît calităţii releelor şi determinării inexacte a constantelor liniilor, cît şi (pentru treptele a II-a, a III-a şi a IV-a) însuşi principiului de măsurare.

Determinarea incorectă a distanţei în treptele superioare, ca urmare a însuşi principiului de măsurare rezultă cu uşurinţă pe baza exemplului din fig. 5.74. Pentru orice defect apărut pe linia AB, protecţia de distanţă Z

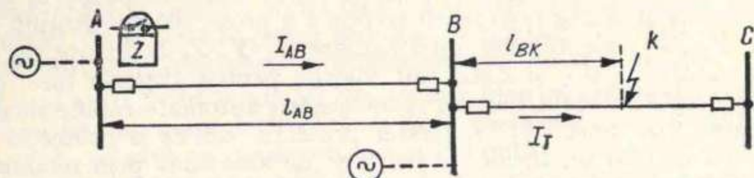


Fig. 5.74. Influenţa supraalimentării asupra determinării distanţei pînă la locul defectului.

a acestei linii, din staţia A, determină corect distanţa, căci impedanţa măsurată de releu corespunde impedanţei pînă la defect. Astfel, considerînd aceeaşi impedanţă specifică a liniilor Z_1, în cazul unui scurtcircuit trifazat în punctul B, tensiunea pe fază în punctul A va fi $U_{Af} = I_f Z_1 l_{AB}$, iar raportul dintre tensiunea pe fază şi curentul pe fază, pe care îl măsoară releul, va fi $\frac{U_{Af}}{I_f} = Z_1 l_{AB}$.
În cazul unui scurtcircuit însă pe linia BC de exemplu, în punctul k, tensiunea în punctul A (calculată tot pe fază), va fi $U_{Af} = I_{AB} Z_1 l_{AB} + I_T Z_1 l_{BK}$, unde I_T este curentul total de scurtcircuit, iar I_{AB} — curentul de scurtcircuit care circulă prin linia respectivă. Protecţia de distanţă din punctul A măsoară raportul

$$Z_m = \frac{U_{Af}}{I_{AB}} = \frac{I_{AB} Z_1 l_{AB} + I_T Z_1 l_{BK}}{I_{AB}} = Z_1 l_{AB} + Z_1 l_{BK} \frac{I_T}{I_1}.$$

Deci impedanţa măsurată de protecţie diferă de cea reală, şi este egală cu impedanţa liniei proprii, însumată cu impedanţa porţiunii din linia vecină, pînă în punctul defectului, înmulţită cu raportul dintre curentul total de defect şi curentul liniei proprii. Acest raport, care deformează măsura, se numeşte *coeficient de supraalimentare* sau *de ramificaţie* şi se notează cu k_{ram}.

Coeficientul de supraalimentare este cu atît mai mare cu cît sursele care debitează în staţia B, în paralel cu linia protejată, au o putere mai mare şi efectul lui este micşorarea zonei de acţionare a protecţiei din A. Într-adevăr, datorită acestui coeficient, distanţa măsurată de protecţia din A, în cazul unui defect pe linia BC este mai mare decît cea reală. Există însă şi situaţii cînd acest coeficient este mai mic decît unitatea şi are ca efect măsurarea unei impedanţe mai mici decît cea reală, adică o mărire a zonei de acţionare a protecţiei. O astfel de situaţie se produce cînd în staţia B din exemplul de mai sus există nu o sursă, ci o a doua linie spre C, deci curentul total de defect care trece prin linia AB se distribuie apoi între cele două linii paralele dintre B şi C.

Este evident că valoarea coeficientului de ramificație este, în orice rețea, o mărime variabilă care depinde de configurația și de regimul de funcționare.

La alegerea reglajelor protecțiilor de distanță trebuie să se țină seama (în afară de condiția selectivității), și de necesitatea de a se obține o sensibilitate cît mai mare a protecției. Totodată însă, trebuie asigurată circulația prin linia protejată a puterii maxime necesare.

Modul concret în care se stabilesc reglajele protecției de distanță ale liniei *AB* (care face parte dintr-o rețea complexă), în stația *A*, se poate înțelege pe baza exemplului din fig. 5.75.

Zona I (Z_1') se alege ținînd seama de eroarea posibilă a elementului de măsurare al protecției (după cum s-a menționat) și reprezintă 80% din impedanța liniei protejate. Deci $Z_1' = 0{,}8\ Z_1$, unde 0,8 constituie coeficientul de siguranță.

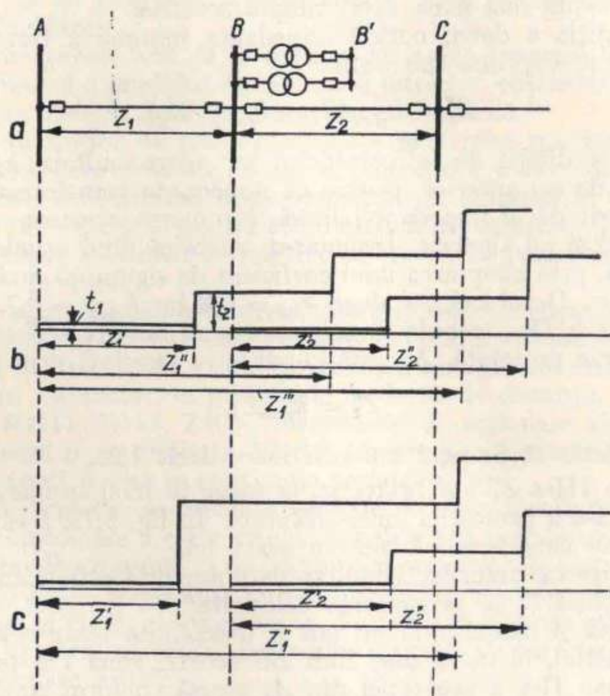


Fig. 5.75. Alegerea reglajelor protecției de distanță:
a – schema unei porțiuni de rețea; *b*, *c* – caractersticile de acționare.

În mod asemănător este aleasă și zona I (Z_2') a protecției liniei *BC*, în stația *B*.

Timpul t_1 al treptei I nu este reglabil. El este determinat de timpul propriu al diferitelor relee care constituie protecția de distanță și variază între 0,1 și 0,3 s.

Zona a II-a (Z_1'') se alege astfel încît să satisfacă următoarelor condiții:

a. Să fie selectivă în raport cu treapta a II-a a protecției din stația B a liniei BC și astfel să se poată alege un timp t_2 numai cu o treaptă de timp mai mare decît timpul treptei rapide (I-a) a acestei protecții. Pe baza acestei condiții, formula de alegere a zonei a II-a este $Z_1'' = k_{sig}(Z_1 + k_{ram}Z_2')$, unde pentru k_{ram} trebuie aleasă valoarea minimă posibilă în funcționare, iar k_{sig} este evident subunitar.

b. Să fie selectivă în raport cu protecția transformatoarelor din stația B. Treapta a II-a are de obicei un timp de funcționare mai scurt decît al protecțiilor maximale ale transformatoarelor stației și din acest motiv zona a II-a nu trebuie să se extindă pînă la barele B' ale stației. Defectele din interiorul transformatoarelor stației B sînt sesizate de treapta a II-a a protecției din stația A, dar ele sînt deconectate de protecția rapidă (diferențială sau de gaze) a transformatoarelor; este evident însă că t_2 trebuie să fie cu o treaptă mai mare decît timpul acesteia.

Deci condiția a doua, notînd impedanța minimă a transformatoarelor stației cu Z_T, se exprimă sub forma

$$Z_1'' = k_{sigT}(Z_1 + k_{ramT} \cdot Z_T),$$

unde k_{ramT} este diferit de cel considerat în raport cu linia; k_{sigT} este de asemenea diferit de cel anterior, pentru că impedanța transformatorului, avînd un unghi diferit de al impedanței liniei, însumarea acestora ar trebui efectuată vectorial și nu algebric. Însumarea algebrică dînd o valoare mai mare decît cea reală, prin adoptarea unui coeficient de siguranță mai mic se introduce o corecție. De obicei, se alege $k_{sig} = 0{,}8$ iar $k_{sigT} = 0{,}7$.

c. Treapta a II-a trebuie să asigure o sensibilitate suficientă în raport cu întreaga linie protejată. Această condiție se exprimă prin relația

$$Z_1'' = k_{sens}Z_1,$$

unde k_{sens} trebuie să fie egal sau mai mare decît 1,25.

Treapta a III-a Z_1''') a protecției se alege în mod asemănător, în raport cu treapta a II-a a protecției liniei alăturate. În fig. 5.75, *b* este reprezentat un exemplu de caracteristică ales în acest fel.

În majoritatea cazurilor condiția determinantă este prima, satisfacerea ei ducînd implicit și la satisfacerea celorlalte.

Există însă și cazuri cînd nu pot fi îndeplinite toate cele trei condiții menționate. Astfel, în cazul unei linii BC scurte, zona I a protecției B ar fi mică și zonaa II-a a protecției din A, aleasă conform condiției a, poate rezulta chiar mai scurtă decît linia proprie. Situația este identică dacă impedanța transformatoarelor din stația B este foarte mică.

Într-un asemenea caz, pentru a se obține totuși sensibilitatea necesară a treptei a II-a în raport cu linia proprie, timpul acesteia se alege superior timpului treptei a II-a a protecției din B; în acest fel, zona a II-a a protecției din A se poate suprapune pe o porțiune cu zona a II-a a protecției din B; caracteristica din fig. 5.75, *c* corespunde unei asemenea situații.

După cum s-a văzut, acționarea protecției în treapta a IV-a se produce de regulă la defecte foarte depărtate care nu sînt sesizate de organul

de măsură, ci doar de cele de pornire, motiv pentru care aceasta este denumită adesea și *treapta de pornire*.

Temporizarea treptei a IV-a se alege de obicei mai mare decît cele ale protecțiilor de rezervă ale liniilor din aval și decît ale protecțiilor transformatoarelor din stații.

După cum s-a menționat mai sus, organele de pornire ale protecțiilor de distanță sînt fie relee maximale, fie relee de impedanță.

Reglarea organelor de pornire depinde în mod evident de tipul lor constructiv, dar condițiile esențiale pe care trebuie să le satisfacă reglajele acestora, comune tuturor tipurilor, sînt următoarele:

— trebuie asigurată transportarea prin linie a puterilor maxime posibile din analizele regimurilor de funcționare în condițiile tensiunilor minime de exploatare fără ca organele de pornire să acționeze;

— trebuie asigurat un coeficient de sensibilitate corespunzător (mai mare sau cel puțin egal cu 1,5) pentru defecte pe linia proprie și este recomandabil de asemenea să se realizeze o sensibilitate bună pentru defecte pe liniile următoare (alăturate).

Trebuie menționat însă că, o dată cu creșterea lungimii liniilor, a puterilor transportate și a gradului de buclare a rețelelor, obținerea unor protecții sensibile pentru defecte pe linii alăturate este dificilă.

În cazul organelor de pornire realizate prin relee maximale de curent, reglarea acestora este similară cu cea a protecțiilor maximale ale liniilor.

După cum s-a menționat însă, protecțiile de distanță se utilizează pe o scară largă — între altele și pentru că elimină dezavantajele protecțiilor maximale și deci releele maximale se folosesc ca organe de pornire numai în configurații simple de rețea.

În cazul organelor de pornire realizate prin relee de impedanță care acționează la scăderea impedanței măsurate sub o anumită valoare, aceasta se alege astfel încît să fie satisfăcute cele două condiții menționate mai sus.

După cum s-a arătat, la protecțiile moderne de distanță, printre care și cele descrise (D111, D113, Z400), diagramele de acționare ale organelor de pornire realizează o sensibilitate diferită la defect și suprasarcină, și de acest lucru trebuie ținut seama la efectuarea reglajelor.

În cele ce urmează se prezintă relațiile pe baza cărora se aleg reglajele, cu luarea în considerare a celor menționate mai sus, precum și a coeficienților de sensibilitate, de siguranță și de revenire ai organelor de pornire.

Notînd cu Z_{ps} — impedanța de sarcină echilibrată la care se produce pornirea protecției și cu Z_{pd} — impedanța de defect la care se produce pornirea, expresiile cu ajutorul cărora se determină valorile pe care trebuie să le aibă acestea se stabilesc astfel:

Relația corespunzătoare primei condiții de mai sus este

$$Z_{ps} \leqslant \frac{k_{rev}}{k_{sig}} Z_s,$$

unde Z_s este impedanța de sarcină corespunzătoare puterii S_s care trebuie vehiculată prin linie și care este

$$Z_s = \frac{U_{min}}{\sqrt{3}\, I_s} = \frac{U_{min}^2}{S_s};$$

deci

$$Z_{ps} \leqslant \frac{k_{rev}}{k_{sig}} \frac{U^2_{min}}{S_s}.$$

Relația corespunzătoare celei de a doua condiție este evident

$$Z_{pd} \geqslant k_{sens} Z_l,$$

unde Z_l este impedanța liniei protejate.

Diagrama de acționare a organelor de pornire trebuie astfel aleasă încît acționarea să nu se producă pentru impedanțe de sarcină mai mari sau egale cu Z_{ps} și să se producă sigur pentru orice impedanțe de defect mai mici sau egale cu Z_{pd} (Cu considerarea argumentelor acestor vectori).

În cazul protecțiilor D111, D113 la alegerea parametrilor organelor de pornire pe baza valorilor Z_{ps} și Z_{pd} trebuie evident ținut seama de relațiile care există între diagrama organelor de pornire și impedanțele de sarcină și cele de defect, relații care au fost prezentate în subcap. 5.7.5 cu referire la fig. 5.65.

În mod concret determinarea parametrilor organelor de pornire cu ajutorul acestor relații se face astfel:

În planul $\bar{Z}$ în care se figurează și axele R', jX' decalate cu 30° față de axele R, jX (fig. 5.76), pe baza cunoașterii unghiului maxim de sarcină al liniei φ_s și a unghiului liniei φ_l se reprezintă vectorii

$$\sqrt{3} Z_{ps} = \sqrt{3} \frac{k_{rev}}{k_{sig}} \frac{U^2_{min}}{S_s}$$

care are argumentul φ_s față de axa R' și vectorul

$$2Z_{pd} = 2k_{sens} Z_l$$

care are argumentul φ_l față de axa R.

Se construiește apoi grafic un cerc care are centrul C pe o dreaptă decalată la 60° față de axa R (deci pe axa jX^1) și în raport cu care vîrful vectorului $\sqrt{3}\bar{Z}_{ps}$ trebuie să fie situat în exterior, iar vectorul $2\bar{Z}_{pd}$ trebuie să fie situat în interior. Cercului construit în felul acesta i se măsoară deplasarea centrului OC și raza R, reglajele organelor de pornire care se stabilesc în Ω/f trebuind să fie: raza $r = \frac{R}{2}$ și deplasarea $e = \frac{OC}{2}$. Evident cercul trebuie ales astfel încît e și r rezultați să intre în diapazoanele de reglaj ale releului, căutîndu-se de asemenea (conform recomandării fabricii constructoare) să fie satisfăcută condiția $\frac{e}{r} \leqslant 0{,}6$.

Reglarea se face în mod similar în cazul folosirii organului de pornire suplimentar Z400.

Există de asemenea numeroase tipuri de protecții de distanță, ale căror organe de pornire constituite din relee de impedanță, nu au o impedanță de acțiune (pentru același unghi) constantă, ci variabilă cu tensiunea.

Caracteristicile de acţionare ale acestor organe de pornire se reprezintă de obicei sub forma unor familii de curbe $U_{acţionare} = f(I_{acţionare})$, la care se pot regla atît punctul iniţial ($I_{acţionare}$ pentru $U = 0$) cît şi cel final ($I_{acţionare}$

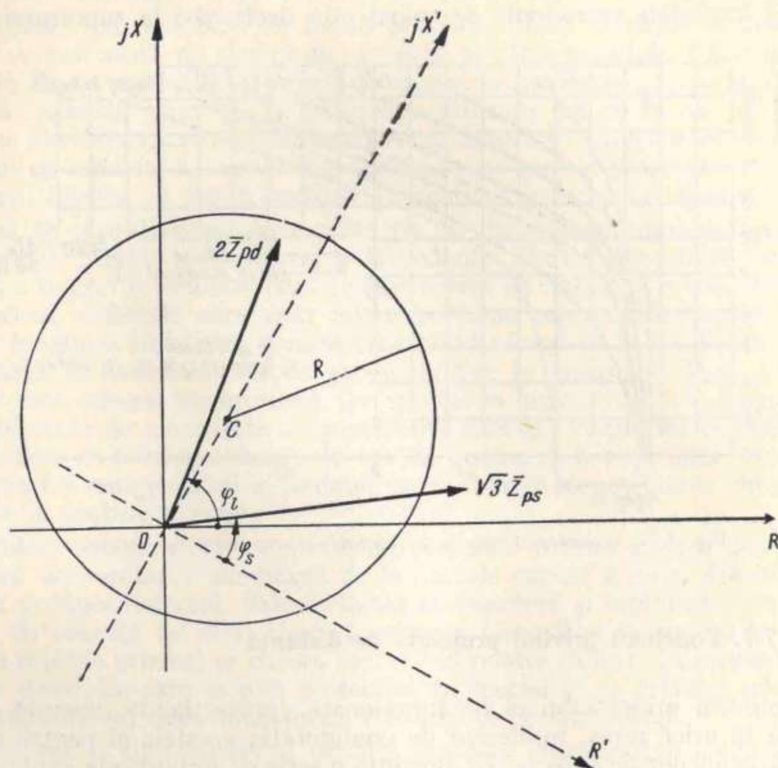


Fig. 5.76. Alegerea parametrilor organelor de pornire ale protecţiilor D111.

pentru $U = U_N$). În fig. 5.77 este prezentată o astfel de familie de curbe constituind caracteristicile de acţionare ale organelor de pornire R3Z2 de fabricaţie Siemens.

În cazul organelor de pornire avînd astfel de caracteristici, reglarea parametrilor constă în alegerea unei anumite curbe din familia celor posibile care să satisfacă simultan următoarele condiţii:

— pentru curentul de scurtcircuit minim la capătul liniei tensiunea remanentă U_{rem} să fie inferioară celei de acţiune U_{ac} corespunzătoare pe curbă acestui curent, raportul între ele fiind cel puţin egal cu k_{sens} (1,5);

— curentul de acţionare rezultat din curbă în dreptul tensiunii minime de exploatare trebuie să fie (cu considerarea coeficienţilor de siguranţă şi de revenire) mai mare decît curentul de sarcină maxim previzibil pe linia respectivă.

Alegerea judicioasă a parametrilor de acționare ai organelor de pornire ale protecțiilor de distanță este de o mare importanță, fiind necesară o analiză amănunțită a diverselor regimuri de defect și de sarcină posibile, pentru a se asigura atît o sensibilitate corespunzătoare, cît și o capacitate de transport care să împiedice extinderile de avarii prin declanșări la suprasarcină.

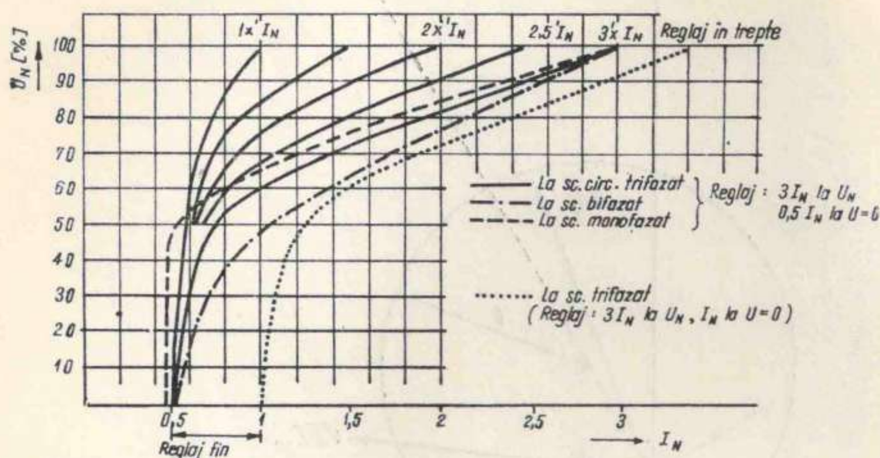


Fig. 5.77. Caracteristicile de acționare ale organelor de pornire R3Z2.

5.7.7. Concluzii privind protecția de distanță

Conform principiului ei de funcționare, protecția de distanță poate fi folosită în orice rețea, indiferent de configurația acesteia și pentru sesizarea tuturor genurilor de defecte. Ea prezintă o serie de importante calități, dintre care trebuie citate în primul rînd selectivitatea, deconectarea rapidă a defectelor apropiate și independența acționării (cel puțin pentru linia protejată) de configurația și de regimul rețelei.

Protecția de distanță are însă și o serie de dezavantaje. Astfel, după cum s-a văzut, defectele de pe o porțiune de linie sînt deconectate cu timpul treptei a II-a, care uneori poate fi destul de mare (v. fig. 5.75, *c*), ajungînd la valori inadmisibile din considerente de stabilitate a sistemului energetic. De asemenea, uneori după cum s-a menționat, în special la liniile lungi și foarte încărcate, alegerea unui reglaj al elementelor de pornire care să asigure transportarea unor puteri mari duce la micșorarea sensibilității protecției. În sfîrșit, faptul că protecția de distanță este un dispozitiv complicat, conținînd multe relee și contacte, a căror acționare într-o anumită succesiune condiționează buna ei funcționare, constituie un dezavantaj al acesteia în raport cu alte protecții mai simple.

Cu toate acestea, datorită importantelor sale calități, protecția de distanță este foarte larg răspîndită.

5.8. PROTECȚIA COMPARATIVĂ LONGITUDINALĂ A LINIILOR

5.8.1. Generalități

În ultimii ani, la liniile de înaltă și foarte înaltă tensiune se folosește din ce în ce mai mult, un sistem de protecție al cărui principiu a fost aplicat încă acum 30 de ani la liniile scurte și anume — protecția comparativă longitudinală. Această protecție își găsește o utilizare din ce în ce mai largă, o dată cu dezvoltarea sistemelor energetice, datorită calităților ei deosebite și faptului că remediază tocmai dezavantajele pe care le prezintă alte tipuri de protecții folosite în rețele, inclusiv protecțiile moderne de distanță.

Astfel, în cazul liniilor scurte protecția de distanță nu poate da rezultate bune, eroarea posibilă în măsurarea impedanței făcînd imposibilă folosirea cu succes a treptei I, mai ales dacă se ține seama de influența arcului electric. De asemenea, defectele care apar într-o porțiune reprezentînd aproximativ 40% din lungimea liniei sînt deconectate rapid numai de la un singur capăt deconectarea de la celălalt capăt producîndu-se în treapta a II-a. Această întîrziere este adesea inadmisibilă (în special în marile sisteme energetice) din considerente de stabilitate a funcționării cum și în legătură cu influența asupra liniilor de telecomunicații. În sfîrșit, pentru realizarea unei eficacități cît mai mari a reanclanșării automate, este necesară deconectarea simultană rapidă de la ambele capete.

Protecția comparativă longitudinală răspunde tocmai acestor necesități. Ea asigură deconectarea simultană de la ambele capete a liniei defecte, oriunde s-ar produce defectul. Selectivitatea ei deosebită și rapiditatea au făcut ca ea să fie folosită de mult timp. Limitarea folosirii ei în special la liniile scurte (în rețelele urbane) se datora costului ei relativ ridicat. În prezent însă, condițiile deosebite care se pun protecției, în special în ce privește selectivitatea și rapiditatea, determină totuși folosirea ei pe scară largă.

Principiul de funcționare al oricărei protecții comparative longitudinale constă în aceea că ea comandă declanșarea întrerupătorului pe baza comparării unor mărimi de la cele două capete ale liniei, mărimi între care, în cazul unui defect, există o anumită relație determinată. Tot în categoria protecțiilor comparative longitudinale intră și sistemul, folosit în special în ultimul timp, al transmiterii comenzii la capătul opus, care de fapt nu compară două mărimi, dar care are același efect ca cele care folosesc compararea.

Pentru realizarea comparației sau a transmiterii comenzii, este necesară întotdeauna o legătură între cele două capete ale liniei, care în trecut era realizată prin cabluri de joasă tensiune sau telefonice, iar în prezent se realizează și printr-un canal de înaltă frecvență, care folosește conductoarele liniei protejate, sau prin radio.

Diferitele tipuri de protecții comparative longitudinale (atît cele folosite mai mult în trecut, cît și cele introduse de curînd) pot fi împărțite în patru categorii mari:

— protecția comparativă de curent sau diferențială longitudinală;

— protecţia comparativă de fază;
— protecţia secţională;
— protecţia cu transmiterea comenzii la capătul opus.

La rîndul lor, fiecare dintre aceste categorii mari conţin diferite variante, care se deosebesc după principiul de funcţionare.

5.8.2. Protecţia comparativă de curent (protecţia diferenţială longitudinală)

Curenţii secundari ai transformatoarelor de curent de la cele două capete sînt comparaţi între ei, ca valoare şi fază, iar această comparaţie permite (ca la orice protecţie diferenţială) determinarea poziţiei defectului (în interiorul sau în exteriorul liniei protejate). Pentru compararea curenţilor secundari sînt necesare legături corespunzătoare între cele două capete ale liniei. O primă schemă frecvent folosită este aceea a protecţiei diferenţiale cu curenţi de circulaţie (identică cu cea folosită de transfomatoare), numită şi *schemă cu trei fire auxiliare* (fig. 5.78).

În funcţionare normală sau în cazul defectelor exterioare, curenţii la cele două capete ale liniei sînt egali ca valoare şi au acelaşi sens (săgeţile trasate continuu), deci prin releele diferenţiale *1* şi *2* nu circulă nici un curent. La apariţia unui defect pe linie, sensurile celor doi curenţi sînt opuse (săgeţile trasate punctat); în cazul alimentării de la un singur capăt, la celălalt capăt curentul este nul; deci releele diferenţiale sînt parcurse de curent şi comandă deconectarea liniei.

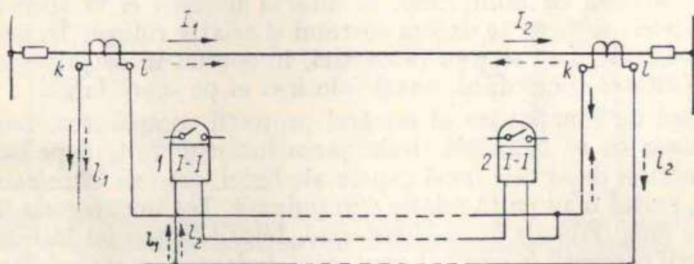


Fig. 5.78. Protecţia diferenţială longitudinală cu trei conductoare auxiliare.

Protecţia diferenţială longitudinală se mai realizează şi după schema numită *cu tensiuni echilibrate* sau *cu două conductoare auxiliare* (fig. 5.79). În acest caz transformatoarele de curent de la cele două capete se leagă între ele prin circuitele auxiliare astfel încît tensiunile lor electromotoare să fie în opoziţie (se leagă între ele bornele avînd acelaşi indice). În funcţionare normală şi în cazul scurtcircuitelor exterioare, cele două tensiuni electromotoare din secundarele transformatoarelor de curent de la cele două capete sînt egale

și în opoziție (săgețile trasate continuu), deci prin releele diferențiale nu trece nici un curent. La apariția unui defect pe linie însă, dimpotrivă, acestea sînt de același sens (săgețile punctate) sau una dintre ele dispare în cazul alimentării de la un singur capăt, deci prin releele diferențiale trece curent și acestea comandă declanșarea.

Trebuie observat că, în cazul schemei cu două conductoare auxiliare, în funcționare normală, prin înfășurările secundare ale transformatoarelor

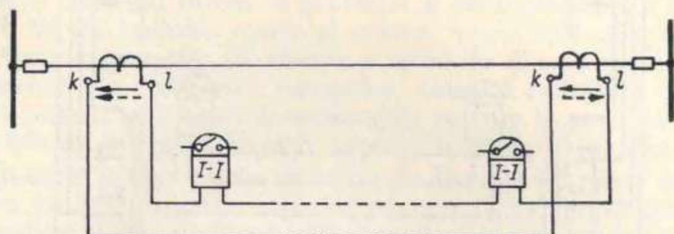


Fig. 5.79. Protecția diferențială longitudinală a două conductoare auxiliare.

de curent folosite pentru protecție nu circulă nici un curent și deci acestea funcționează în gol, ceea ce nu este admisibil. Datorită acestui fapt, în schemele reale se prevăd transformatoare intermediare, special construite (care pot funcționa în gol), prin care transformatoarele de curent principale alimentează schema protecției. Mai frecvent sînt folosite, în locul acestor transformatoare intermediare, rezistențe pe care debitează transformatoarele de curent principale de la cele două capete, creînd în acestea căderi de tensiune care sînt aplicate în schema protecției ca și t.e.m. în schema din fig. 5.79, obținîndu-se practic aceleași rezultate.

În fig. 5.78 și 5.79 au fost reprezentate schemele protecției diferențiale longitudinale pentru o fază. Conform acestor scheme ar rezulta un număr mare de conductoare de legătură pentru a se realiza o protecție pentru toate cele trei faze, ceea ce ar scumpi protecția.

În realitate se folosesc, chiar pentru toate fazele, trei conductoare de legătură, în cazul protecției diferențiale cu curenți de circulație și două conductoare, în cazul schemei cu tensiuni echilibrate.

Pentru aceasta nu se folosesc transformatoarele de curent ale fiecărei faze separat, ci la fiecare capăt cîte un singur transformator de curent, care însumează curenții celor trei faze într-o anumită proporție, astfel încît se obține la fiecare capăt al liniei cîte un singur curent, determinat ca valoare și fază de curenții celor trei faze. Aceste transformatoare de însumare fiind identice la ambele capete ale liniei, și curenții sumă vor corespunde riguros la ambele capete în mod identic, curenților celor trei faze (curenții se însumează într-o anumită proporție și nu simplu, căci altfel în cazul scurtcircuitelor trifazate și bifazate curentul rezultant la fiecare capăt, $\bar{I}_R + \bar{I}_S + \bar{I}_T$, ar fi nul). Acest artificiu are ca efect o inegalitate a sensibilității protecției în raport cu diferitele faze pe care are loc defectul, dar în general protecțiile diferențiale longitudinale sînt foarte sensibile și deci nu există pericolul refuzului de a acționa.

În fig. 5.80 şi 5.81 sînt reprezentate protecţiile diferenţiale longitudinale cu trei şi cu două conductoare folosind transformatoare însumatoare, cea cu două conductoare fiind prevăzută cu rezistenţe pentru culegerea căderilor de tensiune (tipul mai frecvent folosit).

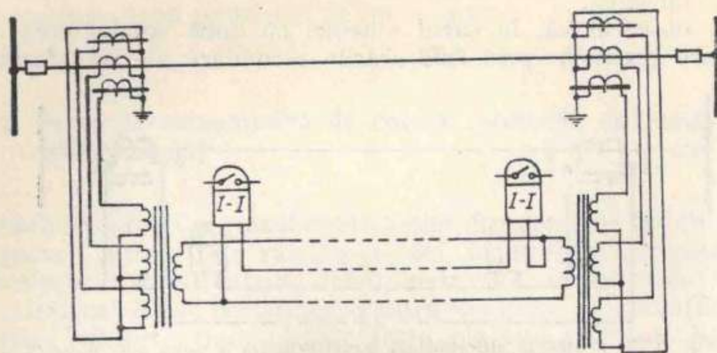


Fig. 5.80. Protecţia diferenţială longitudinală cu curenţi de circulaţie folosind transformatoare de curent însumatoare.

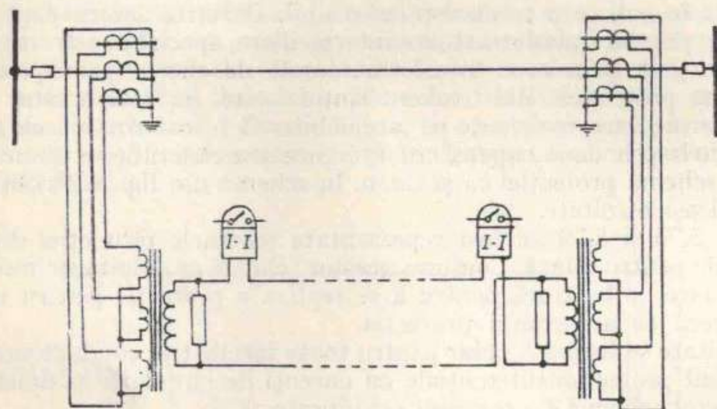


Fig. 5.81. Protecţia diferenţială longitudinală cu două conductoare auxiliare, folosind transformatoare de curent însumatoare şi rezistenţe.

În ambele variante ale protecţiei diferenţiale longitudinale (ca de altfel la orice protecţie diferenţială) o problemă importantă o constituie erorile transformatoarelor de curent. Dificultăţile sînt aici chiar mai mari, date fiind sarcinile mari ale transformatoarelor de curent şi transformările repetate necesare.

Ca şi în cazul protecţiei diferenţiale transversale a liniilor paralele, şi în acest caz curentul de pornire al protecţiei trebuie ales mai mare decît curentul de dezechilibru posibil datorită erorilor transformatoarelor de curent; pentru reducerea în cît mai mare măsură a acestuia, se folosesc aceleaşi metode. În plus se folosesc curenţi secundari mult mai mici (pentru ca sarcina

transformatoarelor să fie mai mică), cum și relee speciale cu înfășurări de frînare.

De asemenea, ca la orice protecție diferențială, o atenție deosebită trebuie acordată legării corecte, conform polarităților transformatoarelor de curent.

Protecția diferențială longitudinală, în ambele ei variante, reprezintă o soluție folosită cu succes atît la linii aeriene cît și la cabluri. Cu ajutorul ei se realizează timpi de deconectare a tuturor defectelor mai mici decît 0,2 s și o mare sensibilitate.

Prima variantă se folosește mai ales la liniile foarte scurte, iar a doua la cele de lungime medie. La liniile foarte lungi nu se folosește o asemenea protecție, dat fiind costul mare al legăturii auxiliare în acest caz.

Protecțiile diferențiale longitudinale folosesc circuite de legătură fizice (cabluri de joasă tensiune sau telefonice) și conțin de regulă și dispozitive de supraveghere a continuității acestora.

5.8.3. Protecția comparativă de fază

Această protecție este mai complicată și mai scumpă decît cea comparativă de curent, folosind aparataj electronic (în ultimul timp tranzistoare); ea este utilizată la liniile cu tensiuni de 220 kV și mai mari.

În funcționare normală (sau în cazul unui defect exterior) curenții la cele două capete ale liniei sînt în fază, adică trec prin valoarea zero în același moment (există totuși un defazaj neglijabil, datorită pierderilor prin izolația liniei și prin capacitatea acesteia față de pămînt).

Dispozitivul protecției comparative de fază realizează transmiterea unui semnal (printr-un canal de înaltă frecvență) de la fiecare capăt către celălalt, în momentul trecerii prin valoarea zero a curentului de la capătul respectiv; dacă semnalul primit la un capăt nu coincide în timp cu trecerea prin valoarea zero a curentului de la acel capăt, se comandă declanșarea întreruptorului. Dispozitivul este construit astfel încît să țină seama, pe de-o parte, de defazajul dintre curenți datorit pierderilor pe linie, cît și de timpul necesar semnalului pentru parcurgerea distanței dintre cele două capete.

În cazul unui defect pe liniile alimentate de la un singur capăt, de la capătul alimentat nu va sosi spre sursă nici un semnal (căci nu circulă curent), dar protecția este realizată astfel încît comandă deconectarea.

Ca și în cazul protecției diferențiale longitudinale, se folosesc transformatoare de curent însumatoare, pentru a se realiza legătura dintre cele două capete printr-un singur canal de înaltă frecvență.

5.8.4. Protecția secțională

În diferitele ei forme, această protecție constituie tipul cel mai răspîndit de protecție comparativă longitudinală. Ea constă de fapt în combinarea, cu protecțiile existente în orice caz la cele două capete ale liniei, a unor dispozitive și a unei legături prin conductoare fizice sau printr-un canal de înaltă

frecvență; tot acest ansamblu comandă declanșarea rapidă a ambelor întreruptoare, în cazul defectelor pe linia proprie și declanșarea temporizată, conform planului de protecție, în cazul defectelor în alte instalații.

După tipul protecțiilor existente la cele două capete ale liniei, care după cum s-a menționat fac parte integrantă din protecția secțională, se deosebesc două grupe de protecții secționale:

— dependentă de distanță și de direcție;
— dependentă de direcție.

În primul caz la cele două capete ale liniei se folosesc protecții de distanță, iar în al doilea caz protecții maximale direcționale.

De asemenea, toate tipurile de protecții secționale (independent de tipul releelor de la cele două capete) se împart în două mari categorii, după cum semnalele transmise prin circuitele auxiliare de legătură (care servesc la compararea unor mărimi, ca la orice protecție comparativă longitudinală) sînt folosite pentru a permite declanșarea întreruptoarelor (sistemul cu permitere) sau pentru a bloca declanșarea (sistemul cu blocare).

În trecut se folosea în special protecția secțională dependentă de direcție: aceasta este folosită de 30 de ani în rețeaua de cabluri a orașului București. Protecția compară sensurile curentului la cele două capete, comandînd sau blocînd declanșarea rapidă, după cum aceste sensuri sînt opuse sau identice. În practică, în special în rețelele cu neutrul izolat, această protecție s-a dovedit a nu fi selectivă în toate cazurile de defect.

În prezent, datorită calităților importante ale protecției de distanță, se folosesc pe scară din ce în ce mai largă protecțiile secționale cu relee de distanță la cele două capete. În figura 5.82 este reprezentată schema de

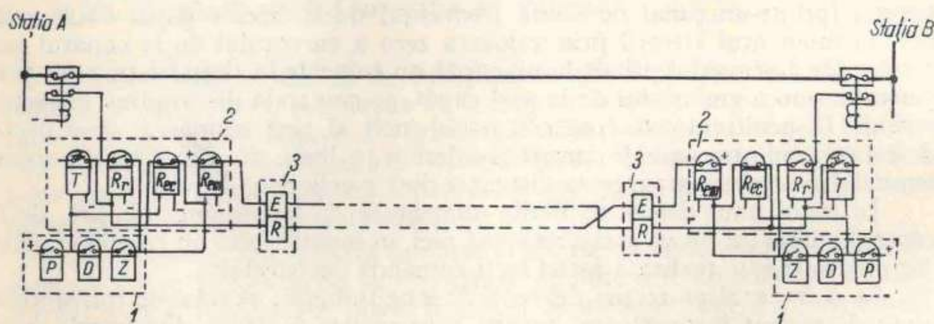


Fig. 5.82. Protecția secțională dependentă de distanță și de direcție.

principiu a unei protecții secționale, cu un circuit auxiliar de legătură între cele două capete, pentru a permite declanșarea (sistemul cu permitere) În această figură, *1* este protecția de distanță existentă la cele două capete ale liniei (la care pentru înțelegerea funcționării schemei, sînt indicate: elementul de pornire *P*, elementul direcțional *D* și elementul de măsură *Z*); *2* este dispozitivul auxiliar prin care se permite sau se blochează declanșarea, după cum defectul este în interiorul sau exteriorul liniei; *3* este instalația de

emisie-recepție, care conține un emițător E și un receptor R. În cazul legăturii prin înaltă frecvență, acestea din urmă sînt dispozitive complexe corespunzătoare, iar în cazul folosirii unor circuite fizice, ele sînt simple relee intermediare care transmit, prin aceste circuite, comenzile necesare la extremitatea opusă a liniei. După cum am mai menționat, toate aceste instalații (*1*, *2* și *3*) constituie un singur tot: *protecția secțională.*

Aceasta permite, după cum se va vedea, deconectarea rapidă numai în cazul defectelor produse pe linia protejată. Din acest motiv, treapta I a protecției de distanță de la fiecare capăt al liniei nu mai trebuie limitată la 80—85% din lungimea acesteia, ci o poate chiar depăși, fără a exista pericolul unei deconectări neselective, asigurîndu-se totodată sensibilitatea necesară pentru întreaga linie. Din aceste considerente, la protecțiile de distanță care fac în mod obișnuit parte din complexul unei protecții secționale, treapta I se alege cu 20—25% mai mare decît linia proprie, adică atît cît se alege de obicei treapta a II-a. Deci, practic (fig. 5.83), protecțiile de distanță care fac parte din protecții secționale, au cu o treaptă mai puțin decît protecțiile de distanță obișnuite.

Pentru a înțelege mai bine funcționarea întregii scheme a protecției secționale reprezentate în fig. 5.82 vom analiza comportarea acesteia în cazul defectelor pe linie și în afara acesteia, atît în cazul alimentării de la ambele capete cît și în cazul alimentării de la un singur capăt.

În cazul unui defect pe linia protejată (alimentată de la ambele capete). La ambele capete, protecțiile de distanță vor acționa în treapta I și se vor închide contactele releelor P, D și Z. În felul acesta, la ambele capete releele de emisie R_{em} vor fi excitate și vor intra în funcțiune emițătoarele E. Receptoarele R de la ambele capete, primind semnalul, vor excita releele de recepție R_r și, prin închiderea contactelor acestora, protecțiile de distanță vor comanda declanșarea întreruptoarelor.

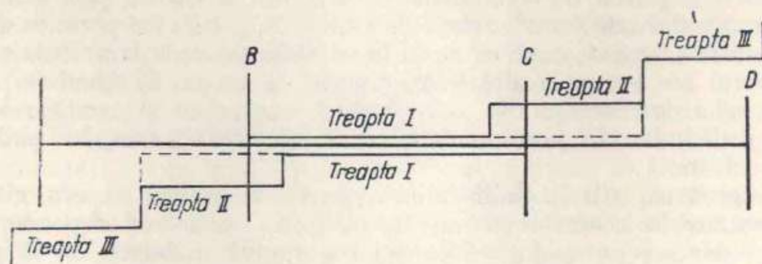


Fig. 5.83. Prelungirea treptei I a protecțiilor de distanță care fac parte din protecțiile secționale.

Deci un defect apărut pe linie (în orice porțiune a acesteia) este deconectat rapid de la ambele capete (singura întîrziere, foarte mică, fiind cea necesară transmiterii semnalului).

Cazul unui defect pe o linie alăturată, racordată la barele stației B. Protecțiile de distanță pornesc la ambele capete ale liniei AB, dar pe cînd în A

își închid contactele toate cele trei relee, P, D și Z (defectul fiind situat în treapta I a acestei protecții), în B își închid contactele doar releele P și Z, releul direcțional D sesizînd defectul spre bare. În aceste condiții, nu se produce declanșarea rapidă la nici unul dintre capete; într-adevăr, în B emițătorul E nu este pus în funcțiune, deci în A releul de recepție R_r nu-și închide contactele pentru ca protecția de distanță să poată comanda declanșarea. Totodată, în B, deși releul de recepție R_r are contactele închise, nu sosește un impuls de declanșare, nefiind închis contactul releului D. Deci, în cazul unui defect pe o linie alăturată, chiar în zona I (extinsă după cum s-a văzut) a uneia dintre protecții, nu se produce declanșarea întrerupătoarelor.

În cazul refuzului de a declanșa al întreruptorului din stația B, al liniei defecte, protecția secțională comandă declanșarea întreruptorului din A, cu o temporizare reglabilă, care se alege de obicei egală cu cea a treptei a II-a a protecției de distanță. Această declanșare se produce datorită releului T, care după un timp reglat își închide contactele și excită releul de recepție R_r, suplinind prin aceasta impulsul care sosește de la celălalt capăt, în cazul unui defect pe linie.

Funcționarea este analogă în cazul unui defect pe o linie racordată la barele stației B, în zona a II-a a protecției din A, cu diferența că declanșarea se produce cu întîrziere, atît datorită releului T, cît și închiderii întîrziate a releului Z.

Este ușor de observat că, după închiderea contactelor releului T, protecția de la fiecare capăt acționează ca o protecție de distanță obișnuită.

Protecția secțională asigură deconectarea rapidă a liniei defecte în cazul alimentării de la un singur capăt, prin declanșarea numai a întrerupătorului de la acest capăt. Acest lucru se realizează cu ajutorul releelor „de ecou" R_{ec}, de la ambele capete. În cazul unui defect pe linia AB, alimentată numai din A, în stația B nu pornește nici un releu al protecției de distanță, deci releul „de ecou" R_{ec} își menține contactele închise; impulsul sosit de la emițătorul din A și primit de receptorul R din stația B excită, prin contactele închise ale releului „de ecou", releul de emisie R_{em}, ceea ce permite declanșarea rapidă în stația A, ca și în cazul liniei alimentate de la ambele capete. Dacă defectul are loc pe o altă linie, dincolo de stația B, releul de pornire P al protecției de distanță din B își închide contactele și excită releul de ecou", împiedicînd astfel pornirea emițătorului pe această cale, deci și declanșarea rapidă în A.

Se observă că, atît la liniile alimentate de la ambele capete, cît și la cele alimentate de la un singur capăt, protecția secțională dependentă de distanță și de direcție asigură deconectarea rapidă a defectelor de pe întreaga lungime a liniei și deconectarea temporizată (conform planului de protecție) a defectelor din instalațiile alăturate.

5.8.5. Protecția cu transmiterea comenzii la capătul opus

Aceasta constă din combinarea cu protecțiile care există în orice caz la cele două capete ale liniei (care de regulă sînt protecțiile de distanță) a unor dispozitive auxiliare de comandă și a unor instalații de emise și de recepție

a comenzilor, legătura dintre cele două capete efectuîndu-se prin conductoare fizice sau prin înaltă fecvență. Protecția este asemănătoare cu cea secțională deosebirea constînd în faptul că în acest caz dispozitivele auxiliare de comandă nu compară între ele mărimi, ci doar primesc sau dau comenzi.

Protecțiile de distanță de la cele două capete ale liniei sînt reglate în mod obișnuit ca și cum nu ar exista vreo legătură între ele, deci fiecare acoperă cu treapta I (rapidă) 80% din linie, însă fiecare dintre aceste două protecții, o dată cu comanda de declanșare dată întreruptorului propriu, transmite și la celălalt capăt o comandă, care determină (în diferite feluri, după schema folosită), declanșarea întreruptorului respectiv.

În felul acesta, dat fiind că întotdeauna în cazul unui defect pe linie, cel puțin una dintre protecțiile de distanță comandă declanșarea în treapta I, se realizează deconectarea rapidă de la ambele capete a defectelor de pe întreaga lungime a liniei și nu numai de pe o porțiune reprezentînd 60% din aceasta, ca în cazul protecțiilor de distanță simple.

În general, se folosesc trei scheme de protecție cu transmiterea comenzii la celălalt capăt, deosebite între ele după modul în care impulsul sosit de la capătul opus provoacă declanșarea întreruptorului.

În prima schemă, impulsul provoacă introducerea suplimentară a unei rezistențe în circuitul de tensiune al elementului de măsură al protecției de distanță. În felul acesta, treapta I a acesteia se mărește, acoperind întreaga linie și protecția comandă rapid declanșarea. Menționăm că, așa cum se va vedea mai jos, orice protecție de distanță conține o asemenea rezistență suplimentară, pentru prelungirea treptei I în legătură cu dispozitivul RAR, dar aici o asemenea prelungire nu este necesară și rezistența poate fi folosită.

În a doua schemă, impulsul provoacă direct declanșarea întrerupătorului cu condiția ca protecția de distanță a acestuia să fi pornit.

În sfîrșit, în a treia schemă, pentru a se produce declanșarea întrerupătorului de la un capăt este suficient să se primească un impuls de la celălalt capăt, adică este suficient ca una singură dintre protecțiile de distanță de la cele două capete să comande declanșarea. Această schemă se folosește în special acolo unde, datorită unor condiții nefavorabile (curenți de scurtcircuit mici) există pericolul ca una dintre protecții să nu pornească.

5.8.6. **Concluzii privind protecțiile comparative longitudinale**

După cum s-a arătat, toate protecțiile comparative longitudinale, indiferent de principiul folosit, au calitatea de a comanda deconectarea rapidă a liniei de la ambele capete, indiferent de locul defectului pe aceasta. Temporizarea acestei comenzi de declanșare este foarte mică și variază, în funcție de tipul protecției, de la 10 la 50 ms.

Fiecare dintre tipurile menționate au avantaje și dezavantaje specifice. Astfel, protecțiile diferențiale de curent și comparative de fază sînt foarte sensibile la erorile transformatoarelor de curent, dar insensibile la pendulații, ceea ce constituie o calitate importantă (mai ales dacă se ține seama de timpul

scurt de acționare). Protecțiile secționale și cele cu transmiterea comenzii au avantajul de a conține și o protecție de rezervă, dar sînt sensibile la pendulații.

Alegerea soluției este determinată de condițiile rețelei respective în special de lungimea liniei protejate, de protecțiile existente și de timpul de deconectare necesar din punctul de vedere al stabilității.

În diferitele ei forme de realizare, protecția comparativă longitudinală reprezintă o soluție modernă și din ce în ce mai mult folosită, în rețelele de medie, înaltă și foarte înaltă tensiune, datorită calităților ei (selectivitatea și rapiditatea).

6

PROTECȚIA GENERATOARELOR SINCRONE

6.1. Generalități

Funcționarea normală a unui generator sincron poate fi perturbată de defecte interioare sau de regimuri anormale de funcționare, provocate de cauze exterioare. Ținînd seama că generatorul este elementul cel mai important al unui sistem energetic și că un defect neeliminat la timp poate cauza, prin amplificare, deteriorări foarte grave, generatoarele trebuie echipate, în funcție de puterea lor, cu sisteme de protecție sensibile, sigure și rapide.

Defectele interioare ale generatoarelor sincrone pot să apară în înfășurările statorice sau în circuitul rotoric de excitație. În prima categorie intră scurtcircuitele polifazate, scurtcircuitele între spirele aceleiași faze și punerile la masă monofazate. Defectele rotorice sînt punerea la pămînt într-unul sau în două puncte ale circuitului de excitație și întreruperea circuitului de excitație.

Pentru lichidarea scurtcircuitelor interioare într-o mașină sincronă, este necesar ca aceasta să fie deconectată de la rețea prin întreruptorul principal și să i se reducă t.e.m. indusă în stator prin micșorarea sau întreruperea curentului de excitație, prin întreruptorul automat de dezexcitare rapidă (ADR) din circuitul de excitație.

Regimurile anormale de funcționare cauzate de perturbații sau defecte exterioare sînt suprasarcinile, supratensiunile, sarcinile nesimetrice, regimul dezechilibrat și pentru generatoare, funcționare în regim de motor. La unele dintre regimurile anormale, date fiind urmările pe care acestea le pot avea, protecția acționează ca și la defectele interioare, comandînd deconectarea generatorului și acționarea ADR; la altele, protecția are un rol preventiv și comandă numai semnalizarea.

Protecțiile prezentate în acest capitol sînt valabile, dacă nu se specifică altfel, atît pentru generatoarele racordate direct la bare, cît și pentru cele racordate prin transformatoare.

6.2. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA SCURTCIRCUITELOR POLIFAZATE ÎN ÎNFĂȘURAREA STATORICĂ

Scurtcircuitele bifazate sau trifazate în înfășurarea statorică (fig. 6.1) constituie defectul cel mai grav care poate avea loc într-un generator, deoarece curenții de scurtcircuit ating în acest caz valorile cele mai mari. Aceste valori sînt determinate de regimul de funcționare al sistemului înaintea defectului, de momentul apariției acestuia și de locul lui în înfășurare, caracterizat prin numărul a de spire scurtcircuitate.

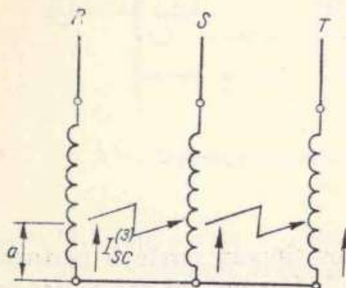


Fig. 6.1. Scurtcircuit trifazat în înfășurarea statorică

Protecția de bază împotriva acestui defect este protecția diferențială longitudinală cu acțiune instantanee. Aceasta se aplică conform prescripțiilor, la toate generatoarele cu puterea egală și mai mare decît 3 000 kW; la generatoarele de putere mai mică se utilizează protecția cu tăiere de curent, iar cînd nu există condiții pentru realizarea acesteia, se folosește protecția maximală de curent obișnuită.

6.2.1. Protecția diferențială longitudinală

Considerații generale. Prin calitatea ei principială, de a fi autoselectivă, protecția diferențială longitudinală este utilizată pe scară largă pentru protecția mașinilor electrice. Principiul de funcționare al acesteia (după cum s-a arătat la cap. 5) se bazează pe compararea valorilor și a sensurilor curenților de la intrarea și dela ieșirea fiecărei faze a elementului protejat.

Pentru realizarea protecției diferențiale longitudinale, generatorul trebuie să aibă scoase afară și echipate cu transformatoare de curent ambele capete ale fiecărei faze. În fig. 6.2 este reprezentată schema monofilară de principiu a protecției diferențiale a unui generator, cu indicarea circulației curenților secundari pentru două cazuri de scurtcircuit, exterior și interior. Releul fiecărei faze măsoară diferența vectorială $\bar{i}_d = \bar{i}_I - \bar{i}_{II}$ a curenților secundari de la cele două capete ale înfășurării generatorului.

Transformatoarele de curent trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

— să aibă rapoarte de transformare egale ($n_{tI} = n_{tII}$);
— coeficientul lor de supracurent să fie cît mai mare ($k_s > 15$);
— să aibă caracteristici de magnetizare identice.

Considerîndu-se că aceste condiții sînt respectate întocmai, modul de acționare a protecției diferențiale longitudinale este următorul:

— în funcționarea normală sau în cazul unui scurtcircuit exterior (fig. 6.2, *a*), curenții $\bar{I}_I$ și $\bar{I}_{II}$ fiind în fază și egali ca valoare, diferența lor geometrică din secundar, respectiv curentul i_{dez}, este teoretic nulă și releul nu pornește;

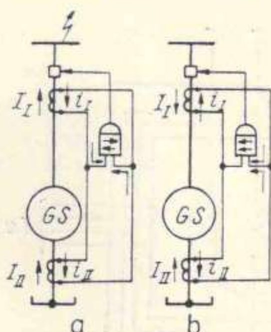


Fig. 6.2. Funcționarea protecției diferențiale: *a* — în cazul unui scurtcircuit exterior; *b* — în cazul unui scurtcircuit interior.

— în cazul unui scurtcircuit interior, circulația curenților se schimbă (fig. 6.2, *b*) astfel că prin releu trece curentul $\bar{i}_a = \bar{i}_I + \bar{i}_{II}$, care face ca releul să pornească și să comande deconectarea generatorului.

În realitate, deoarece ultimele două condiții nu sînt respectate întocmai (v. cap. 3), în cazul scurtcircuitelor exterioare prin bobina releului circulă curentul de dezechilibru:

$$i_{dez} = i_I - i_{II} \tag{6.1}$$

sau, înlocuind cu valorile din primar,

$$i_{dez} = \left(\frac{I_I}{n_{cI}} - I_{Im}\right) - \left(\frac{I_{II}}{n_{cII}} - I_{IIm}\right), \tag{6.2}$$

unde I_{Im} și I_{IIm} sînt curenții de magnetizare al transformatoarelor de curent.

Deoarece $I_I = I_{II}$ și $n_{cI} = n_{cII}$, rezultă

$$i_{dez} = I_{IIm} - I_{Im} \tag{6.3}$$

Acest curent are o valoare mai mare în primele perioade după apariția scurtcircuitului, datorită componenței aperiodice a curentului de scurtcircuit. Pentru ca releul să nu pornească sub influența acestui curent, trebuie ca $i_p > i_{dez}$, deci pentru ca protecția să fie cît mai sensibilă este necesar ca i_{dez} să fie cît mai mic.

Micșorarea curentului de dezechilibru se obține prin folosirea unor transformatoare de curent care să îndeplinească condițiile menționate. În acest scop, industria noastră electrotehnică fabrică transformatoare speciale, care, datorită faptului că se saturează la valori mari ale curenților de magnetizare, asigură și în cazul scurtcircuitelor o transformare corectă a curentului. O altă cale de micșorare a curentului de dezechilibru este reducerea sarcinii

secundare a transformatoarelor de curent printr-o alegere corespunzătoare, cu ajutorul curbelor erorilor, a secţiunii conductoarelor din ramurile schemei electrice a protecţiei.

Înfăşurările secundare ale transformatoarelor de curent se leagă în funcţie de conexiunea fazelor generatorului, ca în fig. 6.3, *a* şi *b*. Pentru ca

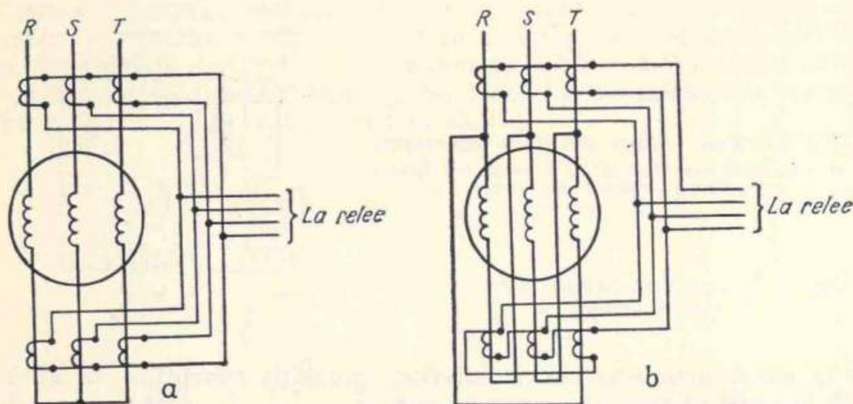


Fig. 6.3. Conexiunile înfăşurărilor secundare ale transformatoarelor de curent pentru protecţia diferenţială:
a — pentru generatoare cu conexiunea Y; *b* — pentru generatoare cu conexiunea △.

zona de acţionare a protecţiei să cuprindă şi cablurile sau barele de legătură cu întrerupătorul, transformatoarele de curent pe partea bornelor de ieşire ale generatorului trebuie instalate cît mai aproape de barele colectoare.

Schemele din fig. 6.3 sînt realizate cu transformatoare de curent pe toate cele trei faze. La generatoarele cu puteri sub 10 MVA se pot aplica şi protecţii diferenţiale care necesită transformatoare de curent numai pe două faze, releul corespunzător fazei a treia fiind legat la conductorul de nul. Această schemă se aplică de obicei în reţelele în care generatoarele funcţionează cu punctul neutru izolat (cum este cazul şi la noi în ţară) deci curentul prin conductorul de întoarcere este chiar curentul fazei a treia. Folosindu-se protecţii diferenţiale legate numai la două faze, se simplifică şi se ieftinesc circuitele primare ale generatoarelor. Dezavantajul acestei scheme este însă acela că protecţia nu acţionează în cazul scurtcircuitelor bifazate prin dublă punere la pămînt, în generator şi în reţea, ceea ce exclude posibilitatea aplicării schemei la alternatoarele de puteri mai mari.

Circuitele secundare ale protecţiei diferenţiale se leagă la pămînt într-un singur punct, pentru a nu se forma circuite false prin care să circule curenţi ce ar provoca acţionarea greşită a protecţiei.

Comportarea protecţiei diferenţiale longitudinale, faţă de alte defecte ale înfăşurării statorice, este următoarea:

— în cazul scurtcircuitelor între spire, protecţia nu acţionează, deoarece curentul în circuitul diferenţial nu depăşeşte practic valoarea curentului de dezechilibru;

— în cazul punerilor la pămînt monofazate, protecţia nu acţionează de asemenea deoarece, cu toate că în urma dezechilibrării sistemului trifazat în circuitul diferenţial apare un curent, aceasta rămîne (chiar dacă punerea la pămînt a avut loc la bornele generatorului) inferior curentului

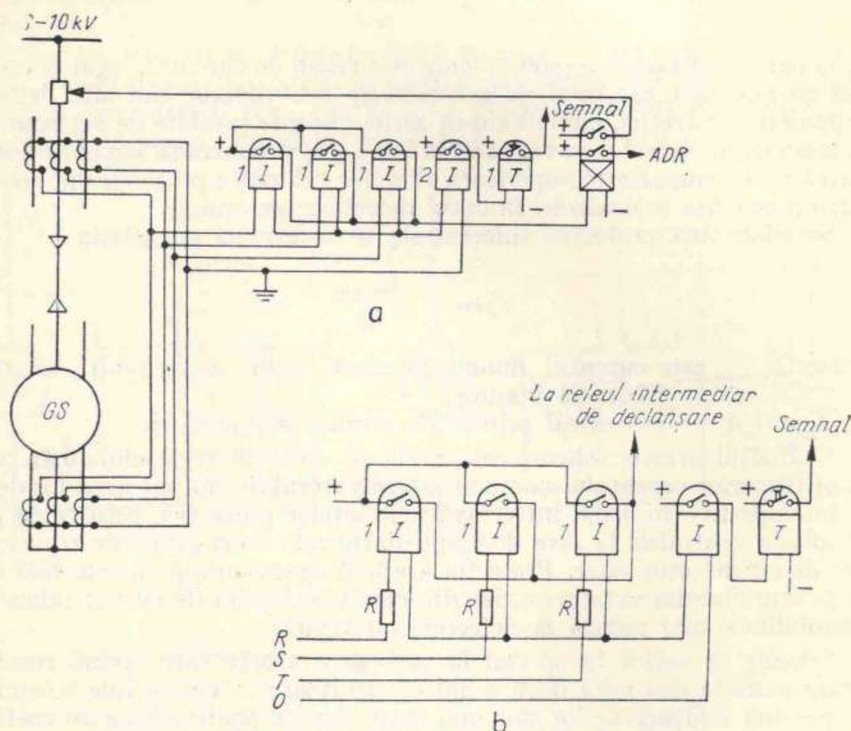


Fig. 6.4. Protecţii diferenţiale simple:
a — schema protecţiei cu relee de curent; b — schema protecţiei cu relee de curent şi rezistenţe adiţionale.

de reglaj al protecţiei; protecţia acţionează totuşi la acest gen de defecte numai dacă punctul neutru este legat la pămînt direct sau printr-o rezistenţă de valoare mică.

Se vor descrie în continuare cîteva scheme de realizare practică a protecţiei diferenţiale a unui generator.

Protecţia diferenţială cu relee de curent (fig. 6.4, *a*). Aceasta este cea mai simplă schemă de protecţie diferenţială. Releele maximale de curent *1* sînt parcurse direct de diferenţa curenţilor sau, în cazul scurtcircuitelor exterioare de curentul i_{dez} care, după cum s-a arătat, influenţează negativ asupra funcţionării corecte a protecţiei. Această influenţă se resimte în special în perioada iniţială tranzitorie a scurtcircuitelor, cînd curentul i_{dez} creşte foarte mult datorită componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit primar.

Condiţia ca protecţia să nu acţioneze în cazul scurtcircuitelor exterioare se realizează, la această schemă, reglîndu-se curentul de pornire a releelor *1* la valoarea:

$$i_p = \frac{1{,}3\, I_n}{n_c}. \tag{6.4}$$

O particularitate a acestei scheme este releul de curent *2*, legat la conductorul de nul, care are rolul de a semnaliza întreruperile sau alte defecţiuni în circuitele protecţiei, eliminîndu-se astfel cazurile posibile de acţionare greşită a acesteia. Releul *2* se reglează la $0{,}2\, I_n/n_c$ şi comandă semnalizarea preventivă cu o temporizare superioară timpilor celorlalte protecţii din centrală, pentru a se evita semnalizări în cazul defectelor exterioare.

Sensibilitatea protecţiei diferenţiale se determină cu relaţia

$$k_{sens} = \frac{I_{sc.min}}{I_p} \tag{6.5}$$

în care: $I_{sc.min}$ este curentul minim în cazul unui scurtcircuit bifazat la bornele maşinii;

$I_p = i_p n_c$ — curentul primar de pornire a protecţiei.

Avantajul acestei scheme este acela că datorită reglajului (6.4) relativ ridicat (superior curentului nominal al generatorului), nu pot avea loc declanşări intempestive în urma întreruperii circuitelor protecţiei, ceea ce se poate întîmpla în centralele la care distanţa dintre cele două grupe de transformatoare de curent este mare. Protecţia are însă dezavantajul că este mai sensibilă la scurtcircuite exterioare, iar din cauza reglajului de curent ridicat, are o sensibilitate mai redusă la defectele interioare.

Schema se aplică în special la turbogeneratoare care, avînd reactanţa supratranzitorie mai mică decît a hidrogeneratoarelor, curenţii de scurtcircuit care parcurg înfăşurările lor sînt mai mari, deci se poate obţine un coeficient k_{sens} satisfăcător, chiar pentru un reglaj mai ridicat. Reducerea sensibilităţii protecţiei în cazul scurcircuitelor exterioare, se poate obţine printr-o metodă simplă de micşorare a curentului de dezechilibru care trece prin relee la astfel de defecte, intercalînd în serie cu înfăşurările releelor de curent, cîte o rezistenţă adiţională de ordinul 5—10 Ω (fig. 6.4, *b*).

Protecţia diferenţială cu acţiune de frînare. O dată cu creşterea puterii unitare a maşinilor sincrone a devenit necesară realizarea unor protecţii diferenţiale care să aibă o sensibilitate maximă în cazul scurtcircuitelor interioare, între faze, şi în acelaşi timp să rămînă inactive la trecerea prin înfăşurările maşinii a unor curenţi care depăşesc de mai multe ori curentul nominal, ca urmare a unor scurtcircuite exterioare. Sistemul de protecţie care, datorită faptului că satisface cu bune rezultate cerinţa arătată mai sus, se foloseşte de mulţi ani atît la generatoare cît şi la transformatoare, este protecţia diferenţială cu acţiune de frînare sau protecţia diferenţială stabilizată.

Principiul de funcţionare a acesteia este următorul: în afară de cuplul de lucru, produs de curentul diferenţial, asupra organului de măsură al pro-

tecției acționează și un cuplu de frînare, produs de curenții secundari principali. În cazul scurtcircuitelor exterioare, acest cuplu predomină și frînează releul, iar în cazul scurtcircuitelor interioare, din contră predomină cuplul de lucru, releul închizîndu-și contactul.

Protecția diferențială stabilizată se poate realiza cu relee de curent alternativ de tipul balanță (fig. 6.5, *a*) sau cu relee acționate de curenți redresați (fig. 6.5, *b*).

Releul balanță are o bobină de lucru w_l parcursă de curentul diferențial $i_\Delta = |\bar{i}_I - \bar{i}_{II}|$ care produce cuplul de lucru C_l și o bobină de frînare w_f, parcursă de curenții secundari $\bar{i}_I$ și $\bar{i}_{II}$, astfel incît cuplul de frînare rezultant C_f este proporțional cu suma geometrică $|\bar{i}_I + \bar{i}_{II}|$.

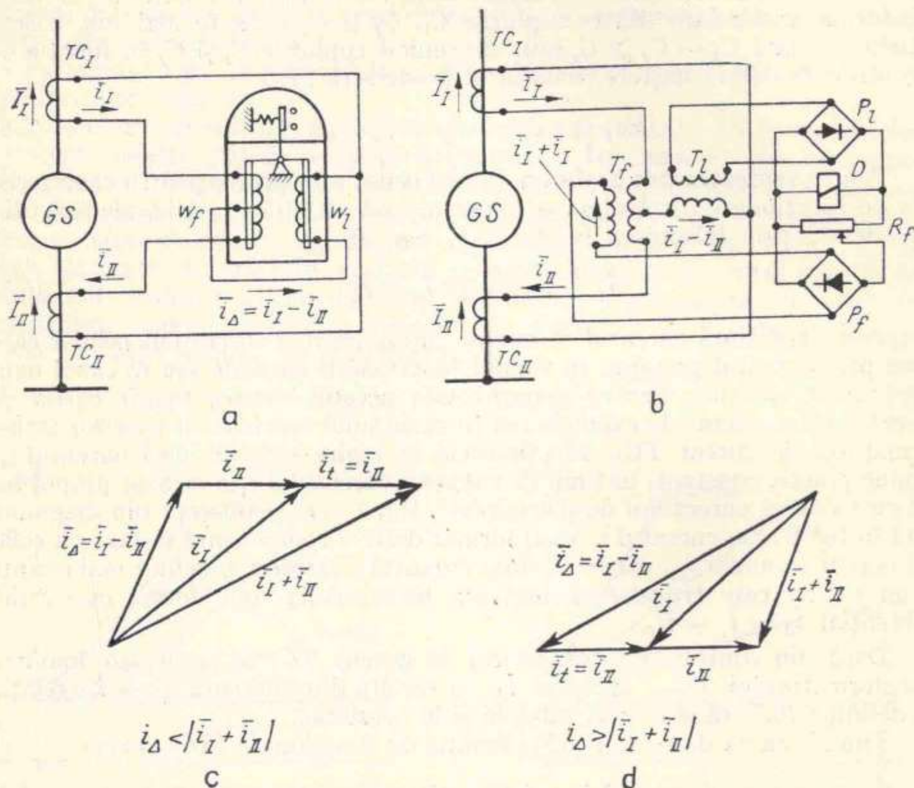


Fig. 6.5. Protecție diferențială cu acțiune de frînare:

a — schema protecției cu relee balanță; *b* — schema protecției cu relee de curent continuu; *c* — diagrama vectorială a curenților la defect exterior; *d* — idem, la defect interior.

La schema cu relee de curent continuu, suma geometrică este formată în transformatorul T_f în timp ce transformatorul T_l, conectat diferențial este traversat de curentul $\bar{i}_\Delta = \bar{i}_I - \bar{i}_{II}$. După cum, suma sau diferența curenților este mai mare, releul magnetoelectric D este străbătut de curentul diferențial,

într-un sens sau în celălalt, ceea ce are ca rezultat funcționarea sau nefuncționarea releului.

La ambele scheme intervine și un cuplu rezistent C_r, a cărui valoare poate fi reglată cu ajutorul unui resort antagonist. Considerînd că în cazul unui scurtcircuit, transformatorul de curent parcurs de curentul I_{II} se saturează primul, curenții secundari din circuitele ambelor scheme de protecție se combină cum se arată în fig. 6.5, *c* și *d*. În cazul unui scurtcircuit exterior, (fig. 6.5, *c*) se constată imediat că întotdeauna $|\bar{i}_I + \bar{i}_{II}| > i_\Delta$, deci releul nu-și va închide contactul, în timp ce, în cazul unui scurtcircuit interior (fig. 6.5, *d*) sensul curentului $\bar{i}_I$ schimbîndu-se, relația devine, neglijînd curentul de sarcină, $|\bar{i}_I + \bar{i}_{II}| < i_\Delta$, deci releul își va închide contactul.

Ecuația de funcționare a releului balanță de curent alternativ se ex rimă sub forma unei relații dintre cuplurile C_l, C_f și C_r definite mai sus. Releul acționează dacă $C_l - C_f \geqslant C_r$ sau, exprimînd cuplurile C_l și C_f în funcție de curenții care le dau naștere, ecuația se poate scrie:

$$[k(i_I + i_{II})]^2 - i_\Delta^2 + C_r = 0. \tag{6.6}$$

Pentru reprezentarea grafică a acestei ecuații, respectiv pentru caracteristica de funcționare a releului, se folosește însă o altă ecuație, dedusă din precedenta, prin înlocuirea (v. fig. 6.5, *c* și *d*)

$$|\bar{i}_I + \bar{i}_{II}| = |2\,\bar{i}_t + \bar{i}_\Delta| \tag{6.7}$$

în care $\bar{i}_t$ reprezintă curentul secundar, corespunzător curentului primar care trece prin circuitul protejat, în timpul funcționării normale sau în cazul unui scurtcircuit exterior. Pentru determinarea acestui curent, numit *curent de trecere*, s-a considerat de exemplu, că în cazul unui scurtcircuit exterior transformatorul de curent TC_{II} funcționează în regim saturat, deci curentul i_{II} rămîne practic constant, în timp ce valoarea curentului i_I a crescut proporțional cu valoarea curentului de scurtcircuit. După cum se observă din diagrama dată în fig. 6.5, *c*, curentul i_I va fi format dintr-o componentă în fază cu celălalt curent secundar i_{II}, care este chiar curentul de trecere i_t definit mai înainte și un curent care traversează legătura transversală sub forma curentului diferențial $\bar{i}_\Delta = \bar{i}_I - \bar{i}_{II}$.

Dacă din contra, transformatorul de curent TC_I se saturează înaintea transformatorului TC_{II}, curentul $\bar{i}_\Delta$ va rezulta din diferența $\bar{i}_{II} - \bar{i}_I$; relația de definiție (6.7) rămîne însă valabilă și în acest caz.

Ținînd seama de relația (6.7), ecuația de funcționare (6.6) devine

$$[k(2\,i_t + i_\Delta)]^2 - i_\Delta^2 + C_r = 0. \tag{6.8}$$

Dacă prin înfășurarea de frînare nu ar trece nici un curent, atunci $C_l = C_r$. Curentul minim necesar prin înfășurarea de lucru, care să producă acționarea releului în această situație, se numește *curent inițial de pornire* (i_{p0}).

În mod similar se stabilește și ecuația de funcționare a releului de curent continuu, sub forma

$$k\,|\bar{i}_I + \bar{i}_{II}| - i_\Delta + C_r = 0 \tag{6.9}$$

sau făcînd substituția (6.7) și înlocuind cuplul C_r prin curentul inițial de pornire i_{p0}

$$k(2\,i_t + i_\Delta) - i_\Delta + i_{p0} = 0 \tag{6.10}$$

din care se deduce valoarea curentului de lucru i_Δ

$$i_\Delta = \frac{i_{p0} + 2\,ki_t}{1 - k}. \tag{6.11}$$

Caracteristicile de funcționare ale celor două tipuri de relee cu frînare, pentru cîteva valori ale factorului k, numit și *coeficient de frînare* (k_f), sînt reprezentate în fig. 6.6. Deși caracteristica releului de curent alternativ, avînd la bază ecuația (6.8), este o hiperbolă, iar caracteristica releului de curent continuu dată de ecuația (6.10) este o dreaptă, totuși formele celor două caracteristici sînt asemănătoare.

Parametrii care se reglează la aceste relee sînt curentul inițial de pornire și factorul de frînare.

La alegerea curentului i_{p0} se ține seama de parametrii transformatoarelor de curent folosite pentru protecția diferențială. În cazul în care, transformatoarele de curent de la cele două capete ale zonei protejate sînt identice (cazul generatoarelor racordate direct la bara colectoare), se poate alege valoarea minimă pentru i_{p0}. Pentru stabilirea factorului de frînare k_f (la releele la care acesta este reglabil) trebuie cunoscut curentul maxim de scurtcircuit exterior și cu ajutorul acestuia se calculează curentul de dezechilibru maxim, respectiv curentul i_Δ. Factorul de frînare trebuie să satisfacă relația, dedusă din ecuația (6.10),

$$k_f \geqslant \frac{i_\Delta - i_{p0}}{i_\Delta + 2\,i_t} = \frac{i_\Delta - i_{p0}}{i_{\mathrm{I}} + i_{\mathrm{II}}}. \tag{6.12}$$

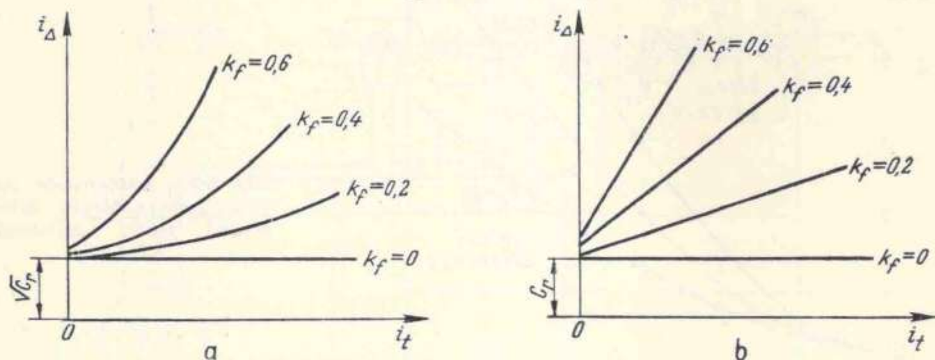


Fig. 6.6. Caracteristicile de funcționare a protecției cu acțiune de frînare: *a* — pentru releul balanță; *b* — pentru releul de curent continuu.

La protecția generatoarelor care debitează direct pe barele colectoare, la care se folosesc transformatoare de curent de același tip, se poate alege pentru k_f valoarea minimă reglabilă la releu.

La releele de curent alternativ, reglarea factorului de frînare k_f se face variind fie numărul de spire ale înfășurării w_f fie lungimea brațelor de pîrghie

ale balanței releului. La releele de curent continuu, reglajul factorului k_f se face mai simplu cu ajutorul rezistenței variabile R_f.

Un alt avantaj al releelor de curent continuu constă în posibilitatea obținerii, prin mijloace simple, a unei caracteristici de funcționare care să țină seama de saturația diferită a transformatoarelor de curent în cazul unor curenți mari de scurtcircuit exterior. O astfel de caracteristică are o pantă redusă, de circa 20%, în zona curenților de trecere nominali și apoi crește foarte repede pentru a realiza o frînare sigură la valori mari ale curenților de scurtcircuit exterior.

Exemple practice de realizare ale protecțiilor cu acțiune de frînare sînt următoarele:

— protecții diferențiate cu releu de curent alternativ: releele germane tip RQS-2 (ale firmei EAW) și releele franțuzești tip RBA 120 (Compteurs Schlumberger);

— protecții diferențiate cu releu de curent continuu: releele cehoslovace tip R21 G-M (ZPA) și germane tip RQS4-G (EAW) sau tip RG23 (Siemens).

Din categoria releelor diferențiale cu frînare, pe bază de curenți redresați face parte și releul static tip RDS-4, realizat de IRME. Principiul și schema de funcționare ale acestuia sînt cele ilustrate prin schema din fig. 6.5. În locul unui releu de curent continuu, ca organ de măsură în diagonala punților de redresare, este folosit un amplificator de curent continuu, denumit *element polarizat sensibil*, prin care circulă diferența dintre curentul debitat de puntea P_L și puntea P_F. Elementul polarizat sensibil acționează cînd primul curent este mai mare și se blochează în caz contrar. Organul de execuție este un releu intermediar de 24 V c.c. prin contactele căruia se dau comenzile de declanșare.

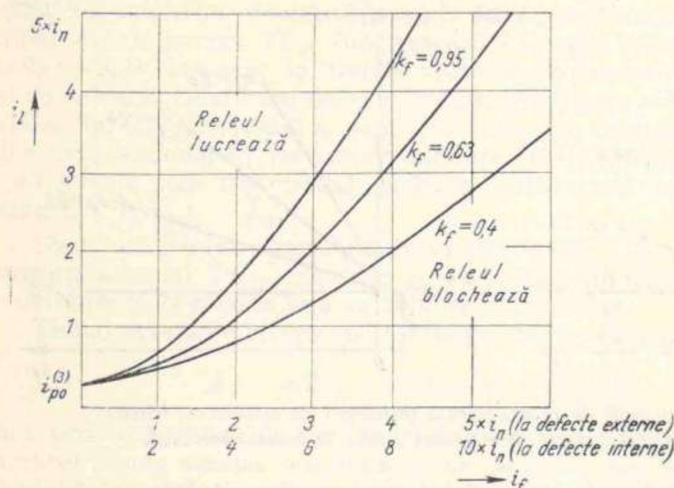


Fig. 6.7. Caracteristica de funcționare a releului diferențial static stabilizat RDS-4.

Caracteristicele de funcționare $i_l = f(i_f)$ ale releului, reprezentate în fig. 6.7 pentru scurtcircuite trifazate au următoarele particularități:

— Curentul inițial de pornire i_{p0} (cînd frînarea este nulă), este reglabil continuu între $0{,}2\ i_n$ și $0{,}5\ i_n$, corespunzînd defectelor trifazate; în cazul unor

defecte bifazate curentul i_l este de 1,5 ori mai mare ($i_l^{(2)} = 1,5\ i_l^{(3)}$), iar în cazul unor defecte monofazate, $i_l^{(1)} = 0,75\ i_l^{(3)}$.

— Prima parte a curbei, pînă în dreptul valorilor 1,5—2 i_n are panta fixă, de circa 20%, iar a doua parte, variabilă, este mai abruptă din considerentele arătate mai înainte. Partea variabilă a curbei, deci factorul de frînare este reglabil continuu, cu ajutorul unui reostat în limitele 0,4—1.

În afara schemelor prezentate aici pentru protecţia diferenţială împotriva scurtcircuitelor polifazate în înfăşurarea statorului, se mai pot folosi şi protecţii realizate cu relee de curent conectate prin intermediul unor transformatoare cu saturaţie rapidă. Aceste protecţii vor fi descrise la cap. 7. Din punct de vedere al sensibilităţii, protecţia cu transformatoare cu saturaţie rapidă este superioară protecţiei simple, cu relee de curent, dar inferioară celor cu acţiune cu frînare. Îşi găseşte domeniu de aplicare la hidrogeneratoare de puteri mici şi mijlocii.

6.2.2. Protecţia maximală cu tăiere de curent

La generatoarele cu puteri mici (sub 3000 kW) sau care nu au capetele înfăşurărilor de pe partea punctului neutru scoase afară se utilizează, împotriva scurtcircuitelor polifazate, protecţii de curent rapide (cu tăiere de curent), legate la două faze (fig. 6.8, releele *1*).

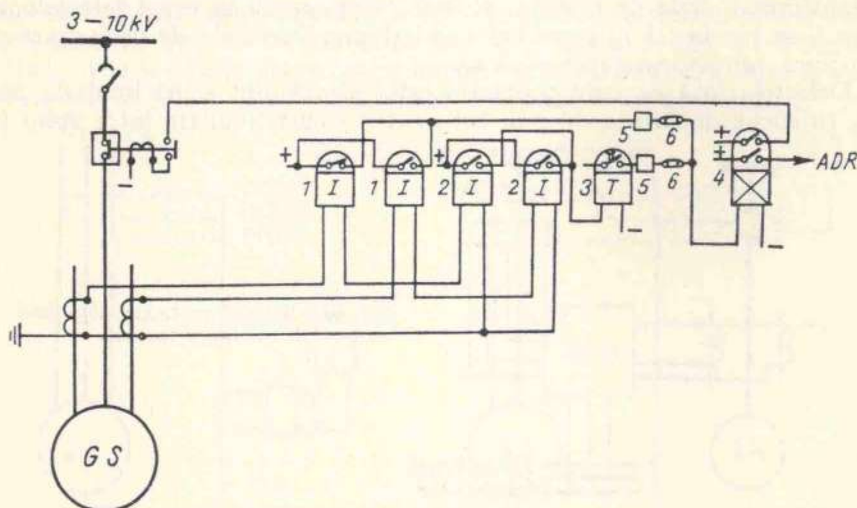


Fig. 6.8. Schema de protecţie a generatoarelor mici:
1, 2 — relee de curent; *3* — releu de timp; *4* — releu intermediar; *5* — relee de semnalizare; *6* — dispozitive de deconectare.

Curentul de pornire a protecţiei se stabileşte cu formula

$$i_p = k_{sig} \cdot \frac{I^{(3)}_{sc\ max}}{n_c}, \tag{6.13}$$

în care: $k_{sig} = 1{,}2 \ldots 1{,}3$ este coeficientul de siguranță;

$I^{(3)}_{sc\,max}$ — curentul maxim (componenta periodică la momentul zero) debitat de generator în cazul unui scurtcircuit trifazat pe bare.

Reglajul se efectuează în acest mod pentru ca protecția să nu acționeze datorită aportului dat de generatorul respectiv, în cazul unor defecte pe liniile pe care pleacă de la barele centralei.

După cum reiese din schemă și din formula reglajului, această protecție acționează numai în cazul scurtcircuitelor în generatorul protejat, sub acțiunea curenților de scurtcircuit dați de sistem sau de celelalte generatoare cu care funcționează în paralel. Faptul că protecția este ineficace în cazul generatoarelor care funcționează singure, constituie un serios dezavantaj al ei.

Fiind simplă, ea își găsește o largă utilizare la generatoarele mici, din centralele care au mai multe mașini sau sînt interconectate la un sistem mai puternic.

6.2.3. Protecția de putere de secvență inversă

La generatoarele de putere medie care n-au punctul neutru accesibil, se utilizează adesea ca protecție generală contra defectelor interne, relee de putere de secvență inversă (fig. 6.9). Acestea sînt sensibile la produsul vectorial al componentelor de secvență inversă ale curentului și tensiunii la bornele generatorului, care se obțin cu ajutorul unor circuite de filtrare *1* racordate la transformatoarele de măsură. Releul *2* acționează în cazul defectelor interioare și se blochează în cazul celor exterioare. Comanda de declanșare se dă cu o mică temporizare (0,1—0,3 s).

Defectele față de care protecția este eficace sînt scurtcircuitele polifazate, suficient depărtate de punctul neutru, scurtcircuitele între spire (care

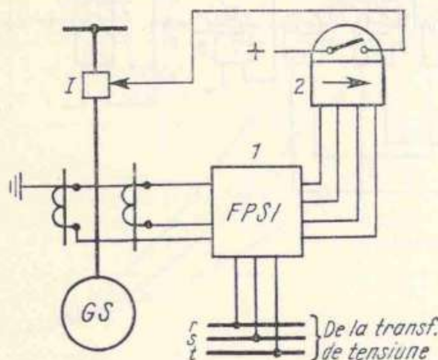


Fig. 6.9. Schema protecției de putere de secvență inversă.

cuprind cel puțin 20% din totalul spirelor unei înfășurări) și punerile la pămînt (cu condiția ca să apară un dezechilibru suficient, de exemplu în cazul unei duble puneri la pămînt, dintre care una în rețea.). Scurtcircuitul trifazat nu este sesizat, ceea ce nu constituie un dezavantaj grav, ținînd seama de faptul că un defect este rareori simetric de la apariția lui.

Această protecție nu are deci sensibilitatea protecției diferențiale și a celorlalte protecții împotriva diferitelor defecte interne.

Toate protecţiile împotriva scurtcircuitele polifazate comandă declanşarea întrerupătorului principal, acţionarea automatului de dezexcitare rapidă ADR şi în anumite cazuri pornirea instalaţiei de stins incendiu.

6.3. PROTECŢIA ÎMPOTRIVA SCURTCIRCUITELOR ÎNTRE SPIRE

Schema unui scurtcircuit între spirele aceleiaşi faze poate fi aceea din fig. 6.10, *a* sau *b*, al doilea caz întîlnindu-se numai la generatoarele cari au

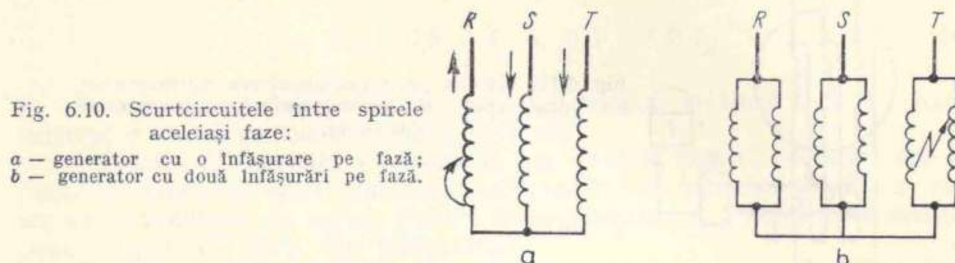


Fig. 6.10. Scurtcircuitele între spirele aceleiaşi faze:
a — generator cu o înfăşurare pe fază; *b* — generator cu două înfăşurări pe fază.

două înfăşurări pe fază. Valoarea curentului de defect este în funcţie de numărul de spire scurtcircuitate şi de gradul de excitaţie al maşinii. La valori mari ale acestui curent scurtcircuitul între spire se poate transforma în alte defecte, punere la masă sau scurtcircuit între faze, care sînt mult mai periculoase.

Schemele şi releele de protecţie împotriva scurtcircuitelor între spire sînt de mai multe feluri, după conexiunea înfăşurărilor generatorului.

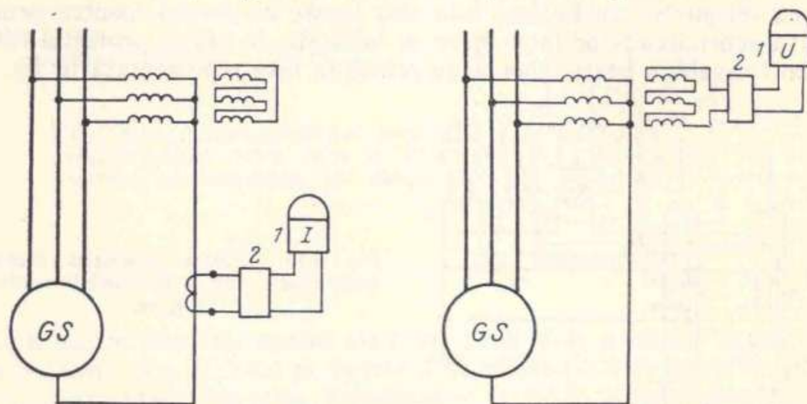


Fig. 6.11. Schema protecţiei împotriva scurtcircuitelor între spire a generatoarelor cu conexiunea stea.

Cazul generatoarelor cu o singură înfăşurare pe fază şi conexiune stea. În acest caz se folosesc schemele de protecţie din fig. 6.11 care se bazează pe crearea unui punct neutru artificial, cu ajutorul a trei transformatoare monofazate de tensiune, legate în stea. Releul *1* măsoară deplasarea centrului de

greutate al triunghiului deformat al tensiunilor, în cazul unui scurtcircuit între spire, față de punctul neutru artificial creat; *2* este un filtru de blocaj pentru armonicele de ordin superior.

Cazul generatoarelor cu o singură înfășurare pe fază și conexiune în triunghi. În acest caz, schema de principiu a protecției este cea din fig. 6.12. În funcționare normală, suma curenților în înfășurările secundare ale transformatoarelor de curent este nulă și releul de curent *1* nu acționează. La apariția unui defect, în circuitul secundar ia naștere un curent de egalizare, care determină acționarea releului. Filtrul *2* are același rol ca în cazul precedent.

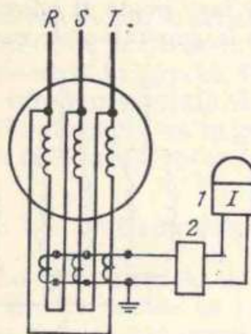


Fig. 6.12. Schema protecției împotriva scurtcircuitelor între spire a generatoarelor cu conexiunea triunghi.

Cazul generatoarelor cu două înfășurări pe fază și conexiune stea. Dacă cele două înfășurări ale fiecărei faze sînt legate în paralel, pentru protecția împotriva scurtcircuitelor între spire se folosește de obicei protecția diferențială transversală, a cărei schemă de principiu este reprezentată în fig. 6.13.

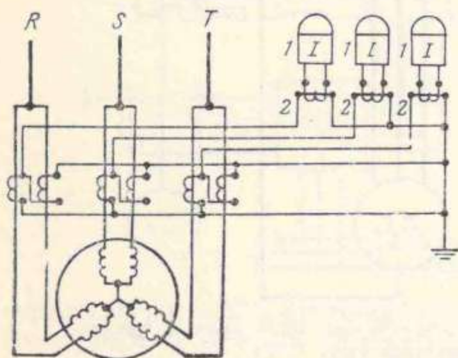


Fig. 6.13. Schema protecției diferențiale transversale împotriva scurtcircuitelor între spire.

Pentru realizarea acestei scheme, este necesar ca ambele capete ale fiecărei înfășurări să fie scoase din stator și pe fiecare din ele să fie instalate transformatoare de curent pentru 0,5 I_n. Înfășurările secundare ale acestora se leagă în „opt" astfel că releele de curent ale protecției măsoară diferența curenților

în cele două ramuri ale fazei; în regim normal sau în cazul scurtcircuitelor exterioare, prin relee nu circulă decît curentul de dezechilibru i_{dez} care, spre deosebire de i_{dez} al protecției diferențiale longitudinale, este datorit nu numai neidentității caracteristicilor transformatoarelor de curent, ci și a bobinajelor celor două ramuri ale fiecărei faze. De acest lucru se ține seamă mărindu-se curentul de reglaj.

Pentru ca protecția să poată acționa rapid și să rămînă totuși selectivă față de scurtcircuite exterioare, releele de curent se leagă prin intermediul unor transformatoare cu saturație rapidă *2* (fig. 6.13).

Curentul de pornire se determină cu formula

$$I_p = (0{,}6 \ldots 0{,}8)\frac{1}{2}I_n = (0{,}3 \ldots 0{,}4)\, I_n. \tag{6.14}$$

Practic, curentul secundar care parcurge releul se reglează la 3—4 A (considerînd curentul secundar nominal de 5 A).

Protecția diferențială transversală are o zonă moartă, determinată de numărul minim de spire scurtcircuitate pentru care curentul de defect este superior curentului de reglaj. Pentru turbogeneratoare, această zonă moartă poate atinge 15—20% din înfășurare.

În afara scurtcircuitelor între spirele aceleași faze, protecția diferențială transversală acționează și în cazul scurtcircuitelor între faze, de aceea ea servește ca rezervă a protecției diferențiale longitudinale, pentru defectele din interiorul generatorului.

La generatoarele la care înfășurările duble ale fazelor formează două stele distincte, protecția împotriva scurtcircuitelor între spire se poate realiza mai simplu (fig. 6.14), cu un singur transformator de curent pe conductorul de

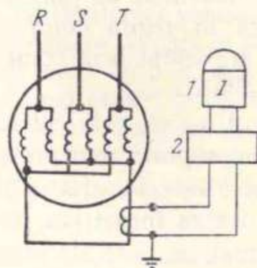


Fig. 6.14. Schema protecției împotriva scurtcircuitelor între spire a generatoarelor cu conexiunea în dublă-stea.

legătură dintre punctele neutre ale celor două stele și cu un singur releu de curent. Acesta este acționat de curentul de circulație care apare în cazul unui defect în faza uneia din stele. Folosindu-se filtrul *2*, releul *1* este scos de sub acțiunea armonicelor de ordinul al treilea, care însoțesc defectul, ceea ce face ca protecția să fie mai sensibilă decît protecția diferențială transversală. Ținînd seama și de simplitatea ei, schema din fig. 6.14 este frecvent folosită la generatoarele cu conexiunea în dublă stea.

Protecția împotriva scurtcircuitelor între spire comandă declanșarea întreruptorului principal, acționarea automatului de dezexcitare rapidă și, în anumite cazuri, pornirea instalației de stingere a incendiului.

6.4. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA PUNERILOR LA PĂMÎNT ÎN ÎNFĂȘURAREA STATORICĂ

6.4.1. Considerații generale

Protecția împotriva punerilor la pămînt a înfășurării statorice se efectuează diferit la generatoarele racordate direct la bare de distribuție, față de generatoarele care funcționează în scheme bloc cu transformatoare ridicătoare, deoarece parametrii de defect în cele două situații sînt diferiți. În acest capitol se va trata cazul generatoarelor legate la bare, urmînd ca protecția generatoarelor din a doua categorie să fie tratată în cap. 8.

Pentru generatoarele care debitează direct pe bare, protecția împotriva punerilor la pămînt statorice se efectuează de asemenea diferențiat în funcție de modul de tratare a punctului neutru al generatorului și al rețelei la care acesta este racordat. Din acest punct de vedere, se pot folosi următoarele soluții:

a. Generatoarele au punctele neutre legate la pămînt prin rezistență (comună pentru toate mașinile unei centrale sau individuală).

b. Generatoarele au punctele neutre izolate, dar punctele neutre ale rețelei la care sînt legate galvanic sînt legate la pămînt fie direct, printr-un punct neutru artificial, fie printr-o rezistență care are rolul de limitare a curenților de defect.

c. Generatoarele au punctele neutre izolate, iar rețeaua în care debitează funcționează în regim compensat (punctele neutre ale transformatoarelor sînt legate la pămînt prin bobine de stingere) sau în regim necompensat (rețea complet izolată).

În cazul a care este cel mai rar utilizat, se aplică protecții diferențiale de curent homopolar, sau protecții direcționale homopolare.

Soluția b este folosită în unele țări datorită avantajelor pe cari le oferă pentru realizarea împotriva punerilor la pămînt a unei protecții selective și simple, numai pe bază de curent homopolar, atît pentru generatoare cît și pentru linii.

În cele ce urmează se tratează cazul c, adică al generatoarelor cu punctul neutru izolat față de pămînt, debitînd într-o rețea compensată sau necompensată, deoarece acesta este modul de tratare a punctului neutru în rețele de medie tensiune din sistemul nostru energetic.

În funcționare normală, pămîntul și punctul neutru (considerînd cazul cel mai frecvent al generatoarelor cu conexiune în stea) se află la potențialul zero. În cazul în care izolația între o fază și corpul mașinii, care este legat la pămînt, se străpunge într-un punct, între punctul neutru al generatorului și pămînt apare o diferență de potențial U_a, iar prin locul defectului va trece

un curent I_a, determinat de tensiunea U_a şi de impedanţa echivalentă faţă de pămînt Z_{oe} a celor trei faze ale reţelei formate de generatoarele, transformatoarele şi liniile galvanic legate între ele (fig. 6.15). Deci

$$I_a = \frac{U_a}{Z_{oe}}. \tag{6.15}$$

Notîndu-se cu a raportul dintre numărul de spire cuprins între punctul neutru şi locul punerii la pămînt şi numărul total între spire, iar cu U_n tensiunea nominală a generatorului, rezultă:

$$U_a = aU_n/\sqrt{3}.$$

Impedanţa Z_{oe}, dacă se ţine seama numai de capacităţile faţă de pămînt C_0 ale celor trei faze, este

$$Z_{oe} = \frac{1}{3\,\omega C_0}.$$

Deci curentul de defect, care este un curent homopolar, are valoarea

$$I_a = \sqrt{3}\, a\omega C_0 U_n. \tag{6.16}$$

Din formula (6.15) rezultă că curentul I_a este maxim cînd defectul are loc la bornele generatorului ($a = 1$) şi se micşorează pe măsură ce locul defectului se deplasează spre punctul neutru. La reţelele compensate, prin locul defectului trece numai curentul rezultat din componenta reactivă a curentului rămas necompensat şi componenta activă care trece prin bobina de stingere.

Deşi cercetările şi experienţele făcute au arătat că un curent pînă la 20 A, care trece de la conductorul unei faze spre miezul de fier al generatorului nu produce deteriorări imediate, totuşi, prin urmările grave pe care le poate avea, se consideră periculos un curent de durată, mai mare de 5 A, mai ales dacă acesta este însoţit de un arc electric. Gravitatea unei puneri la pămînt a înfăşurării statorice constă în faptul că un astfel de defect, dacă nu este detectat la timp poate evolua, transformîndu-se într-un scurtcircuit între spire sau între faze şi, ceea ce este mai grav poate produce şi o ardere a pachetului de tole.

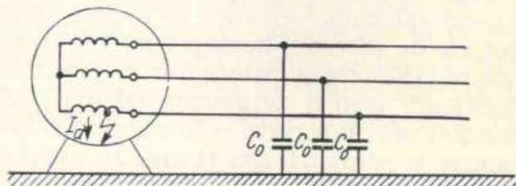


Fig. 6.15. Punere la pămînt în înfăşurarea statorică.

De aceea, conform normelor noastre, dacă curentul $I_a > 5$ A, generatorul trebuie echipat cu o protecţie selectivă care să-l scoată rapid din funcţiune. Dacă $I_a < 5$ A se consideră suficiente dispozitivele de control al izolaţiei faţă de pămînt a înfăşurării statorice, care comandă semnalizarea.

Ţinînd seama că cea mai mare parte a defectelor care apar la generatoare încep printr-o punere la pămînt şi că alte defecte sînt însoţite şi de străpun-

gerea izolației față de masa mașinii, rezultă că protecția împotriva punerilor la pămînt monofazate în stator este una din problemele importante ale exploatării generatoarelor.

La alternatoarele care debitează direct pe bare, protecțiile contra punerilor la pămînt monofazate ale înfășurărilor statorice se bazează, fie pe măsurarea curentului de punere la pămînt I_a fie pe determinarea sensului de scurgere a puterii active sau capacitive, după cum generatorul debitează pe o rețea compensată sau necompensată. O protecție ideală ar trebui să sesizeze un defect ori unde ar apărea în înfășurările statorului. Partea din înfășurare, respectiv numărul de spire necuprinse în zona de acționare a protecției, reprezintă zona moartă a acesteia. Criteriul principal de apreciere a unei scheme de protecție este mărimea acestei zone. Cu cît zona moartă este mai redusă, sensibilitatea protecției este mai mare.

6.4.2. Protecția de curent homopolar

Schemele de protecție bazate pe măsurarea curentului homopolar definit prin relația (6.15), datorită siguranței și eficacității dovedite în exploatare au căpătat o largă răspîndire mai ales la generatoarele de puteri mici.

Curentul I_a se măsoară cu relee de curent legate, de exemplu, la bornele unui filtru de curent de secvență homopolară, realizat printr-un montaj Holmgreen al transformatoarelor de curent. Acest procedeu are însă o utilizare restrînsă la generatoare, din cauza curenților de dezechilibru mari, ceea ce face ca protecția să fie eficace numai pentru $I_a > 15—20$ A. Alt procedeu de măsurare folosește un transformator special de secvență homopolară, cu care se pot detecta curenții de punere la pămînt de 3—5 A. Transformatoarele speciale de secvență homopolară sînt de două tipuri constructive, inelar sau ramă, folosindu-se unul sau altul, după felul și numărul legăturilor dintre generator și întrerupător.

Deși simple în aparență, realizarea protecțiilor bazate pe măsurarea curentului homopolar prezintă o serie de dificultăți provocate de condițiile uneori contradictorii care se impun acestor protecții și anume: transformatoarele de secvență homopolare trebuie să cuprindă tot fascicolul legăturilor dintre generator și întreruptor, să aibă curenți de dezechilibru mici și o putere suficientă pentru acționarea releului; releul de curent trebuie să fie foarte sensibil pentru a porni și în cazul, des întîlnit în practică, al unor curenți de punere la pămînt foarte reduși. În astfel de cazuri o soluție care se utilizează este aceea a creării, în momentul defectului, a unor curenți artificiali de punere la pămînt.

Pentru generatoare legate la bara prin 1—3 cabluri (fig. 6.16) se folosesc transformatoare de curent homopolar de tip inelar. Legarea la pămînt a cutiilor terminale ale cablurilor se realizează trecîndu-se conductorul de legătură cu pămîntul prin golul transformatorului inelar. Pe fiecare cablu se montează un transformator inelar, iar înfășurările secundare ale acestora, legate în para-

lel, alimentează releele de curent. Transformatoarele inelare trebuie instalate cît mai aproape de bornele generatorului, din două motive:

— prin aceasta, se exclud din domeniul protecției legăturile generatorului cu barele, evitîndu-se astfel acționarea protecției în cazul punerilor la pămînt în afara generatorului;

— la fixarea curentului de reglaj nu se mai ia în considerare capacitatea legăturilor spre bare (numai în cazul legăturilor lungi în cablu).

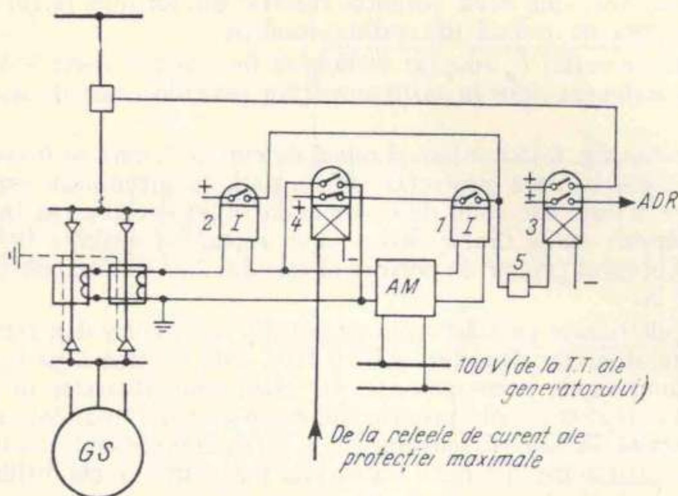


Fig. 61.6. Schema protecției statorice cu transformatoare inelare de curent homopolare.

Îmbunătățirea performanțelor schemei se obține alimentînd releul de curent *1* prin intermediul unui amplificator magnetic *AM*. Schema astfel realizată permite ca releul *1* să fie sensibil la curenți de punere la pămînt $I_a = 3 ... 5$ A.

Datorită amplificatorului magnetic, schema are un timp propriu de lucru de 0,3—0,5 s, astfel că nu mai este necesar un releu de timp. Este prevăzut însă un releu intermediar *4*, acționat de protecția maximală a generatorului, cu ajutorul căruia este scoasă din funcțiune protecția homopolară în timpul scurtcircuitelor exterioare (prin întreruperea plusului și scurtcircuitarea bobinei releului *1*) . Aceasta permite ca protecția să nu fie desensibilizată față de curentul de dezechilibru care apare în cazul scurtcircuitelor exterioare, deci se mărește sensibilitatea protecției.

Curentul de pornire I_p al protecției, respectiv al releului *1*, se stabilește din două condiții:

— să fie mai mare decît curentul capacitiv propriu al generatorului, adică

$$I_p \geqslant k_{sig} \cdot I_{0G} \tag{6.17}$$

în care $k_{sig} = 4 ... 5$ este coeficientul de siguranță; pentru stabilirea curentului I_{0G} se folosesc formule empirice sau indicațiile date de constructor;

— să fie mai mare decît curentul de dezechilibru în regim normal de funcţionare, adică;

$$I_p \geqslant k_{sig} \cdot I_{dez.n}, \tag{6.18}$$

în care $k_{sig} = 2$ este coeficientul de siguranţă; curentul $I_{dez.n}$ se poate stabili precis numai pe baza măsurărilor efectuate asupra generatorului în funcţiune. Deoarece din datele furnizate de practica exploatării a rezultat că curentul $I_{dez.n}$ este mult mai mic decît curentul rezultat din formula (6.16) curentul I_p se stabileşte practic numai din prima condiţie.

Curentul de reglaj I_p adoptat trebuie să fie mai mic decît 5 A, pentru ca protecţia să acţioneze sigur în cazul curenţilor periculoşi care depăşesc această valoare.

Schema din fig. 6.16 conţine şi releul de curent *2*, care se foloseşte numai la generatoarele la care protecţia diferenţială longitudinală este realizată pe două faze şi care are rolul de a comanda rapid declanşarea în cazul unei puneri la pămînt duble dintre care una în reţea, iar cealaltă în înfăşurarea statorului. Curentul primar de pornire al releului *2* se recomandă să se regleze la circa 100 A.

Protecţiile bazate pe măsurarea curentului homopolar dau rezultate bune în cazul generatoarelor de puteri sub 10 MW, care debitează pe barele de distribuţie a unor reţele necompensate. În cazul generatoarelor de puteri mai mari, cu un curent capacitiv propriu mare sau al generatoarelor care funcţionează în paralel, la aceiaşi tensiune cu o reţea compensată, aceste protecţii nu mai dau satisfacţie, deoarece nu se mai pot respecta condiţiile de reglaj.

6.4.3. **Protecţia de putere homopolară**

Curentul de defect I_a al unei reţele fiind adesea insuficient pentru acţionarea unei protecţii sensibile, s-au pus la punct sisteme de protecţie statorică pe baza puterii homopolare. Acestea sînt realizate cu ajutorul unor relee direcţionale, a căror putere de pornire este asigurată de cîmpul puternic produs de bobina de tensiune. Releele direcţionale au deci avantajul unei funcţionări selective şi la curenţi de punere la pămînt mult mai mici decît protecţiile de curent homopolar, deoarece ele acţionează numai cînd puterea homopolară se scurge din reţea spre generator, adică punerea la pămînt monofazată se află în generator.

În fig. 6.17 este reprezentată o schemă de protecţie statorică cu un releu wattmetric *1*, la care este adusă tensiunea faţă de pămînt u_a a punctului neutru şi curentul i_a care ia naştere în urma unei puneri monofazate la pămînt. O dată cu depărtarea locului de defect faţă de punctul neutru, puterea de pornire creşte cu patratul tensiunii u_a. Pentru menţinerea constantă a cuplului de acţionare a releului, se foloseşte sistemul Bütow, după care bobina de tensiune a releului se leagă la secundarul unui mic transformator de tensiune *2*, la a cărui înfăşurare primară sînt conectate lămpile *3* cu filament de fier în hidrogen. Datorită acestor lămpi a căror rezistenţă interioară depinde de

tensiune, t.e.m. de la bornele înfășurării secundare a transformatorului de tensiune este menținută constantă și independentă de tensiunea de deplasare a punctului neutru.

După cum se vede din fig. 6.17, releul este alimentat, în afara curentului i_a și cu curentul homopolar obținut cu ajutorul unui filtru Holmgreen, alcătuit din transformatoarele de curent de lîngă întreruptor. Curentul dat de filtrul

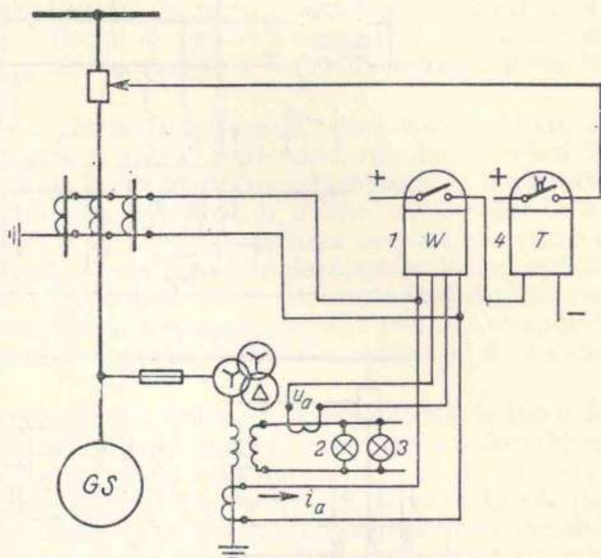


Fig. 6.17. Schema protecției statorice cu releu wattmetric.

Holmgreen predomină cînd punerea la pămînt are loc în rețea, blocînd releul și asigurînd astfel acționarea selectivă a protecției. În cazul unei puneri la pămînt în generator, cînd predomină curentul i_a produs de tensiunea de deplasare a punctului neutru, această blocare lipsește, iar releul wattmetric acționează și, prin releul de timp *4* comandă, la timpul reglat, deconectarea generatorului. Temporizarea este necesară pentru împiedicarea deconectărilor greșite datorite acționării releului wattmetric, provocată de apariția unor curenți mari de dezechilibru, în cazul defectelor exterioare. Zona protejată maximă cuprinde pînă la 85—90% din înfășurările statorului, la un curent primar de punere la pămînt de 3—5 A.

6.4.4. Protecția cu mărirea artificială a curentului de punere la pămînt

Deoarece releele direcționale pot acționa neselectiv în anumite situații de defect în rețea, datorită orientării lor greșite, iar sensibilitatea lor este dependentă de valoarea curentului primar de punere la pămînt, a fost elaborat un alt sistem de protecție care a dat rezultate bune în exploatare.

Sistemul constă în utilizarea, ca transformator de tensiune legat la bornele generatorului, a unui transformator trifazat de punere la pămînt cu miezul cu cinci coloane şi avînd o putere mai mare decît a transformatoarelor de tensiune obişnuite. Una din înfăşurările secundare serveşte pentru alimentarea

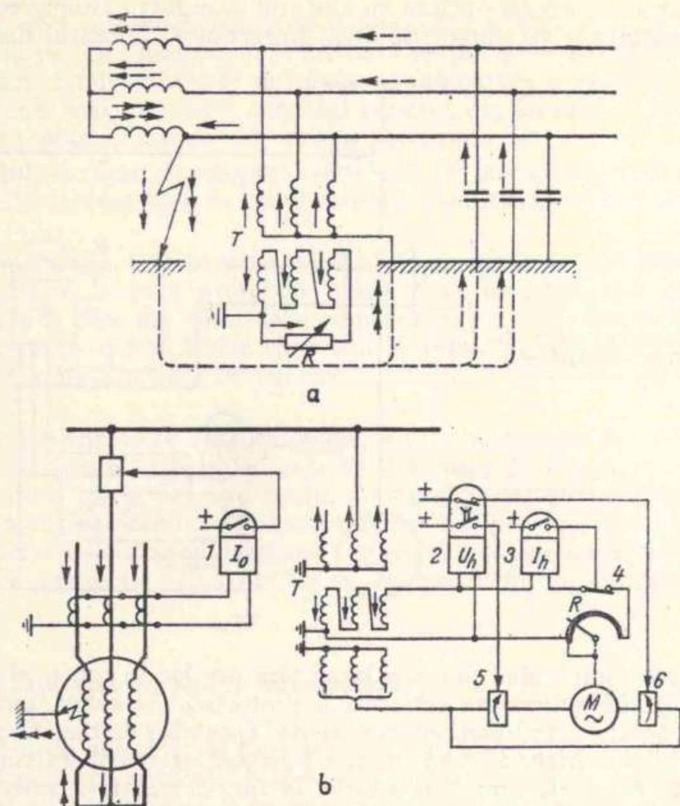


Fig. 6.18. Protecţia statorică realizată pe principiul creării unui punct neutru artificial:
a — formarea curentului artificial de punere la pămînt; *b* — schema protecţiei.

aparatelor de măsură şi de protecţie, iar cealaltă, legată în triunghi deschis, are conectată la bornele sale o rezistenţă variabilă.

În cazul unei puneri monofazate la pămînt, curenţii de secvenţă homopolară care apar se închid prin locul de defect şi prin punctul neutru, legat la pămînt, al înfăşurării primare a transformatorului, iar curenţii induşi de fluxul homopolar din miezul său se închid în înfăşurarea secundară conectată în triunghi, astfel cum este arătat în fig. 6.18, *a*, cu săgeţile trasate cu linie continuă. Valoarea curentului primar de defect este funcţie de impedanţa homopolară a transformatorului, care poate fi variată cu ajutorul rezistenţii *R*. Curenţii de defect obţinuţi în felul acesta se suprapun peste curenţii care se închid

prin capacitățile fazelor sănătoase (săgețile trasate cu linie punctată în fig. 6.18, *a*) rezultînd deci, în locul defect, un curent mărit.

În fig. 6.18, *b* este reprezentată schema de principiu a protecției care folosește instalația de mărire artificială a curentului de punere la pămînt. Modificarea valorii rezistenței *R* se obține cu ajutorul motorului electric *M* al cărui sens de rotație este comandat de releul de tensiune homopolară *2* prin intermediul contactoarelor *5* și *6*. Rezistența *R* este dimensionată astfel încît curentul de punere la pămînt, dat de rețea și de transformatorul *T*, să fie suficient pentru acționarea releului de curent homopolar *1*, în cazul unei puneri la pămînt la bornele generatorului, fără a mai fi necesară pornirea motorului electric.

La apariția unei puneri la pămînt în generator, dacă curentul natural de punere la pămînt este insuficient pentru acționarea releului *1*, releul *2*, care este reglat la o tensiune de 10% din întreaga tensiune de deplasare, comandă temporizat pornirea motorului electric *M* în sensul micșorării rezistenței *R*. Are loc deci o creștere progresivă a curentului de punere la pămînt pînă în momentul în care valoarea atinsă de acesta depășește valoarea reglată la releul *1*. Ca urmare, releul *1* își închide contactul comandînd declanșarea generatorului. După eliminarea punerii la pămînt, releul *2* revine, comandînd rotirea motorului electric în sensul readucerii cursorului rezistenței *R* în poziția inițială.

În cazul în care punerea la pămînt are loc în rețea, modul de lucru al dispozitivului este în principiu același ca și în cazul precedent, cu deosebirea că releul *1* nu va lucra deoarece nu va fi parcurs de curentul de defect. Creșterea în continuare a curentului de punere la pămînt, peste valoarea reglată la releul *1*, fără ca să rezulte declanșarea generatorului, reprezintă indiciul că punerea la pămînt s-a produs în rețea. Pentru a limita în această situație durata de trecere a unui curent de defect prea mare, atît prin locul punerii la pămînt cît și prin elementele instalației, este prevăzut releul de curent homopolar *3*. Acesta este reglat la circa 120—140% din curentul de pornire al releului *1* și prin intermediul contactorului *4* se deschide circuitul rezistenței *R*, deci se întrerupe producerea curentului artificial de punere la pămînt. După eliminarea punerii la pămînt, deci dispariția tensiunii homopolare, prin releul *2* și contactorul *6* se readuce dispozitivul în poziția inițială.

Prin această metodă, realizată de firma Siemens, s-a reușit ca zona protejată să cuprindă 90% din înfășurarea generatorului independent de regimul de tratare a neutrului rețelei și de curentul primar natural de punere la pămînt.

6.4.5. Protecția împotriva punerilor la pămînt în înfășurarea statorică a unui generator funcționînd în gol, nelegat la bare

Protecția împotriva punerilor la pămînt în statorul generatorului, tratată în §§ 6.4.2—6.4.4, nu s-a referit la cazul cînd generatorul funcționează în gol, excitat, dar încă nu este conectat la bare, deci nu există curentul de punere la pămînt al rețelei, necesar pentru acționarea protecțiilor de curent sau de putere homopolară.

Pentru a se evita legarea la rețea a unui generator avînd o punere la masă în înfășurarea statorică, la unitățile mari se prevede un control al stării izolației față de pămînt. Acesta se efectuează măsurîndu-se cu ajutorul unui voltmetru, tensiunea homopolară la bornele generatorului. În acest scop este necesar a prevedea, în celula de măsură a mașinii, un transformator de tensiune trifazat cu o înfășurare secundară în triunghi deschis, la care se conectează printr-un buton, voltmetrul de control.

6.5. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA PUNERILOR LA PĂMÎNT ÎN CIRCUITELE DE EXCITAȚIE

Punerile la pămînt ale circuitului rotoric reprezintă un procentaj relativ mare printre defectele generatoarelor. Aceste defecte pot fi într-unul sau în două puncte.

Punerea la pămînt într-un singur punct, datorită faptului că prin locul defect nu trece nici un curent, nu constituie un pericol direct pentru integritatea mașinii. Totodată, parametrii excitației nefiind modificați, generatorul poate rămîne în funcțiune pînă cînd condițiile de exploatare permit oprirea sa pentru remediere.

Punerea la pămînt a circuitului de excitație în două puncte urmează, în majoritatea cazurilor, după o primă punere la pămînt neîndepărtată și constituie un defect net. În această situație, o porțiune a circuitului rotoric este scurtcircuitată; prin locul de defect curg curenți de scurtcircuit cu efectele lor dăunătoare cunoscute și, datorită desimetrizării cîmpului inductor pot apare solicitări mecanice nesimetrice periculoase asupra rotorului.

6.5.1. Protecția împotriva primei puneri la pămînt

Acest defect poate fi detectat printr-un control periodic al izolației circuitului rotoric, de către personalul de exploatare. Este însă mai comod și mai sigur de a se folosi o schemă de protecție care, datorită simplității și rezultatelor bune pe care le-a dat, este larg răspîndită (fig. 6.19). Un punct al circuitului de excitație este legat la pămînt printr-un releu maximal de curent *1*. În cazul scăderii rezistenței de izolație a circuitului rotoric, de exemplu în urma apariției unei puneri la pămînt într-un alt punct, prin releu trece un curent care determină acționarea acestuia. Pentru a se obține o protecție sensibilă, independent de locul de defect, releul este alimentat în curent alternativ, la 30—50 V (de obicei 40 V) prin transformatorul intermediar *2*, alimentat de la rețeaua de servicii proprii a centralei sau din circuitele secundare ale transformatoarelor de tensiune. Transformatorul *2* servește și pentru separarea galvanică a circuitului rotoric de rețeaua de curent alternativ, iar condensatorul *3* are rolul de a separa circuitul de curent continuu al rotorului,

de circuitul de curent alternativ, legat la pămînt, al transformatorului *2*. Protecția contra primei puneri la pămînt comandă numai semnalizarea. Ca exemplu de realizare a unui astfel de dispozitiv de protecție este releul tip RSPP, construit la noi în țară de IRME.

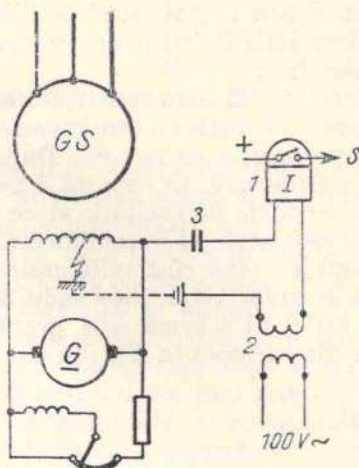


Fig. 6.19. Schema protecției împotriva primei puneri la pămînt rotorice.

6.5.2. Protecția împotriva celei de a doua puneri la pămînt

Pentru detectarea unei a doua puneri la pămînt în rotor, se folosește o protecție maximală de curent, care este realizată după principiul punții de curent continuu (fig. 6.20). Ramurile punții sînt formate din înfășurarea de excitație a generatorului, care deocamdată are un singur punct pus la pămînt

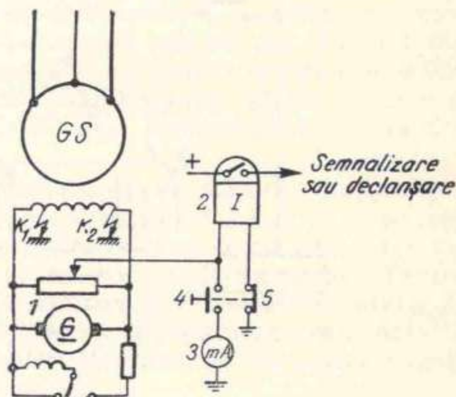


Fig. 6.20. Schema protecției împotriva unei a doua puneri la pămînt rotorice.

(de exemplu punctul K_1) și din potențiometrul *1*. Puntea este alimentată cu tensiunea de excitație a generatorului protejat. În cealaltă diagonală a punții, între punctul K_1 și cursorul potențiometrului, este legat fie releul de curent *2*, fie ampermetrul *3*.

Deoarece protecția împotriva celei de a doua puneri la pămînt în rotor nu intervine decît după ce la generatorul defectat a fost detectată o primă străpungere a izolației înfășurării de excitație față de masă, se obișnuiește și este recomandat să se folosească pentru mai multe generatoare o protecție comună. Schema unui astfel de dispozitiv de protecție, realizat de IRME cu denumirea RDPP (releu pentru dubla punere la pămînt), este reprezentată principial în fig. 6.21.

Dispozitivul, fiind construit pentru a servi la cinci generatoare, în timpul funcționării normale nu este conectat la nici unul dintre agregate, comutatorul *6* fiind pe poziția de repaus. După apariția unei puneri la pămînt la unul dintre generatoare, se comută *6* pe poziția corespunzătoare, legînd astfel la RDPP circuitele de excitație și de declanșare ale generatorului defectat. Cu ajutorul reostatului *1* se echilibrează puntea, în funcție de locul primei puneri la pămînt K_1, pînă cînd miliampermetrul *3* este adus pe poziția zero. După aceasta se comută 4/5, înseriindu-se releul de curent *2* în locul miliampermetrului, astfel că schema este pregătită pentru a sesiza o a doua punere la pămînt (de exemplu în K_2) din circuitul de excitație la care a fost legată.

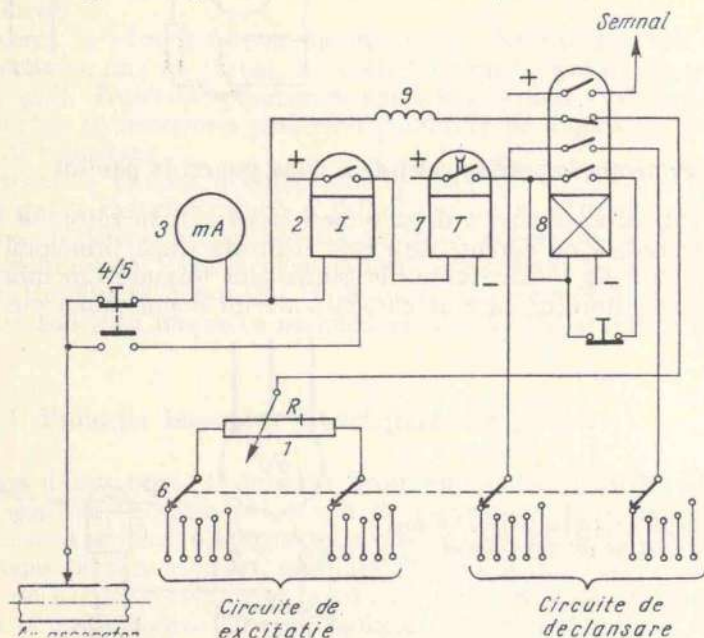


Fig. 6.21. Dispozitiv de protecție împotriva punerilor la pămînt în rotor tip RDPP.

Cînd apare această a doua punere la pămînt, puntea se dezechilibrează, releul *2* va fi acționat de curentul din diagonala punții și va comanda declanșarea generatorului, prin releele de timp *7* și intermediar *8*. Temporizarea de 0,5 ... 1 s, reglată la releul *7*, este necesară pentru a preveni acționarea greșită a protecției în unele cazuri de scurtcircuite exterioare. Din practica exploa-

tării a rezultat că există pericolul acționării releului 2 din cauza curentului alternativ care poate lua naștere în circuitul rotoric, datorită învîrtirii rotorului cu o punere la pămînt, într-un întrefer nesimetric. Pentru a se preveni funcționarea protecției în astfel de cazuri, s-a introdus în schemă bobina de self 9.

6.6. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA PIERDERII EXCITAȚIEI

O întrerupere sau un scurtcircuit în circuitul de excitație sau în circuitul său de reglare are ca efect o reducere totală sau parțială a excitației unei mașini sincrone și trecerea acesteia într-un regim de funcționare asincronă. Mașina începe să absoarbă din rețea energie reactivă, care trebuie furnizată în plus de către generatoarele rămase în funcțiune, ceea ce poate produce supraîncărcarea lor. Pe de altă parte, curenții paraziți care apar în înfășurările de amortizare provoacă în rotor pierderi suplimentare și deci creșterea progresivă a temperaturii sale, cu urmări ce pot fi grave asupra siguranței mașinii. De aceea, cu toate că frecvența acestui defect este relativ mai redusă, totuși, la generatoarele avînd puterea de 100 MW și mai mare, se recomandă să se instaleze o protecție specială care să sesizeze cazurile de reducere anormală a excitației.

Măsurarea curentului de excitație, care era folosită la protecțiile mai vechi nu constituie un criteriu sigur de defect, deoarece în cursul exploatării unui generator echipat cu reglaj automat al tensiunii pot surveni situații în care, valoarea acestui curent este foarte mică.

Protecțiile realizate în ultimii ani folosesc un releu de distanță care măsoară impedanța de la bornele generatorului. După cum se știe din teoria mașinilor electrice, impedanța unei mașini sincrone care funcționează în regim asincron poate fi reprezentată într-un plan de coordonate R, X printr-un vector al cărui vîrf se află în interiorul unui cerc situat sub axa OR (cercul *1* din fig. 6.22, *a*). Diametrul său, așezat pe axa OX este limitat de ordonatele OS, care reprezintă impedanța sincronă X_s, corespunzătoare alunecării nule și OT, care reprezintă impedanța tranzitorie X_T corespunzătoare alunecării infinite.

Releul de distanță constă dintr-un singur organ de măsură a impedanței, alimentat de exemplu, ca în fig. 6.22, *b* cu curentul fazei R și cu tensiunea dintre fazele R și T. În felul acesta caracteristica releului, cercul *2* din diagrama dată în fig. 6.22, *a*, este adusă în zona funcționării capacitive a mașinii. Pentru a se asigura intervenția corectă a releului în caz de defect al circuitului de excitație, este necesar ca cercul *1* să includă în interiorul său cercul *2*. Această condiție se obține reglînd la releu impedanța minimă de funcționare egală cu 0,5 X_T, iar impedanța maximă egală cu 1,2 X_s.

Ca realizări practice a protecției prezentate în acest paragraf se pot cita: releul D 21, realizat de firma ZPA din R.S. Cehoslovacă al cărui organ de măsură este un releu magneto-electric, alimentat cu curenți redresați și releul RMZ 210 al firmei Compteurs Schlumberger (Franța) care folosește un element de inducție.

Acționarea protecției este diferită în funcție de mașina protejată. La mașinile cu poli înnecați, se recomandă ca releul să comande imediat semnalizarea și temporizat, declanșarea întrerupătorului principal și acționarea ADR. Dacă constructorul mașinii nu indică altfel, se poate adopta o temporizare pînă la 30 s pentru a permite generatorului să reintre în sincronism. La mași-

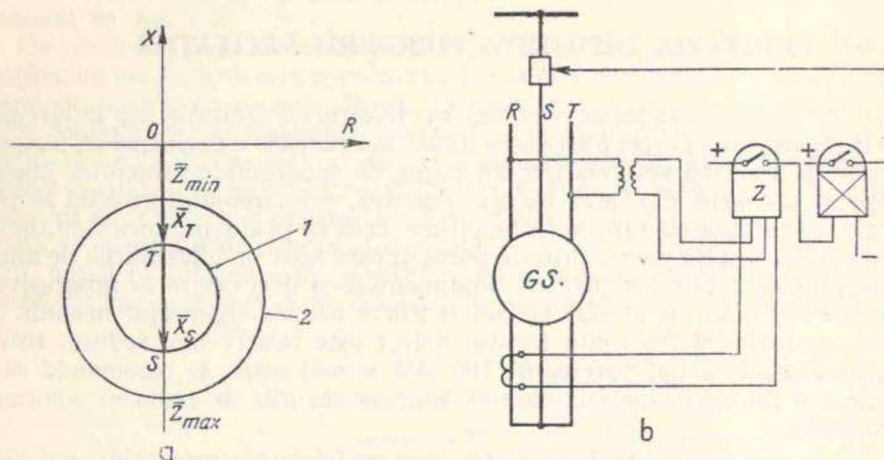


Fig. 6.22. Protecție împotriva pierderii excitației: *a* — diagrama de funcționare; *b* — schema protecției.

nile cu poli aparenți se recomandă ca protecția să comande declanșarea fără temporizare, deoarece o astfel de mașină (generator sau motor) revine foarte greu în sincronism.

6.7. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA SUPRASARCINILOR ȘI A SCURTCIRCUITELOR EXTERIOARE

6.7.1. Considerații generale

Suprasarcinile și scurtcircuitele exterioare, simetrice sau nesimetrice, constituie funcționări anormale ale generatoarelor, care provoacă apariția în înfășurările statorului a unor curenți mai mari decît cei nominali. Ca urmare, înfășurările sînt supuse unor solicitări termice sporite care, peste anumite limite, au ca efect slăbirea izolației și în cazuri extreme, chiar străpungerea ei și deci scurtcircuite interne. De aceea generatorul trebuie protejat împotriva scurtcircuitelor care au loc, fie în rețea și nu au fost lichidate de protecțiile liniilor, fie pe barele centralei, neechipate cu o protecție proprie. Protecția împotriva scurtcircuitelor exterioare constituie, în același timp, și protecția de rezervă a generatorului împotriva defectelor interne.

Suprasarcinile care pot solicita un generator sînt de două feluri: simetrice și nesimetrice. De regulă, mașinile sînt construite pentru a suporta următoarele suprasarcini simetrice: 1,05 I_n, în funcționare de durată; 1,1 I_n, timp de 30 min și 1,5 I_n, timp de 2 min.

Față de suprasarcinile simetrice care provoacă o încălzire uniformă a înfășurării statorice, suprasarcinile nesimetrice dau naștere, în înfășurarea statorului, unor curenți de secvență inversă care provoacă la rîndul lor o încălzire suplimentară, periculoasă, a rotorului mașinii. Conform normelor CEI pentru mașini electrice rotative, generatoarele cu puteri pînă la 100 MW inclusiv trebuie să admită o funcționare de durată cu suprasarcini nesimetrice cu condiția ca curentul pe fază să nu depășească curentul nominal I_n, iar curenții de secvență inversă să nu depășească 8% din I_n pentru turbogeneratoare și 12% din I_n pentru mașinile cu poli aparenți. Pentru mașinile avînd puteri mai mari de 100 MW, suprasarcinile nesimetrice admise se stabilesc, de obicei, prin contractele de livrare.

Pe timp limitat generatoarele pot suporta curenți de secvență inversă I_2, mai mari. Capacitatea de supraîncărcare a unui generator în regim nesimetric este exprimată prin relația

$$A = I_{m2}^2 t_{ad} \tag{6.19}$$

în care: A este o constantă, calculată pentru fiecare tip de generator de către fabrica constructoare; de exemplu, pentru turbogeneratoarele cu răcire forțată cu hidrogen, $A = 7{,}5 \dots 15$, pentru celelalte turbogeneratoare, $A = 20 \dots 30$, iar pentru hidrogeneratoare $A \approx 40$;

I_{m2}^2 — valoarea medie pătratică a curentului de secvență inversă debitat de mașină (I_{m2} în procente din I_n);

t_{ad} — durata admisibilă de funcționare cu sarcina nesimetrică care produce curentul I_2, în s.

Curenții de secvență inversă pot apărea nu numai la scurtcircuite exterioare, ci și în alte cazuri de defect, cum ar fi funcționarea în regim incomplet de faze a unei linii, cum și în anumite regimuri de alimentare a unor sarcini monofazate importante (de exemplu, cazul tracțiunii în curent alternativ sau cuptoare cu arc).

Datorită pericolului pe care îl prezintă curenții de secvență inversă, în ultimii ani au căpătat o răspîndire din ce în ce mai largă, mai ales la generatoarele cu puteri de peste 50 MW, protecțiile bazate pe măsurarea curentului I_2.

Modul de realizare a protecțiilor împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor depinde de puterea și construcția generatorului și de asemenea, de schemele de racordare a lor la rețea.

6.7.2. **Protecția maximală de curent**

Protecția maximală temporizată, simplă, de curent se folosește în general, la generatoarele de putere mică (sub 3000 kW). Schema acestei protecții este arătată în fig. 6.8 în care releele *1* constituie protecția de curent rapidă

(vezi subcap. 6.2.2), iar releele de curent *2* și releul de timp *3* constituie protecția maximală temporizată. După cum se vede și în schemă, la aceste generatoare mici este suficient ca protecția să fie instalată numai pe două faze.

Protecția maximală temporizată, constituind și rezerva împotriva defectelor interne, trebuie conectată la transformatoarele de curent instalate pe partea neutrului generatorului. Această recomandare este valabilă în special pentru generatoarele izolate. La unitățile mici, care au numai trei borne de ieșire, protecția maximală temporizată se conectează ca și protecția maximală rapidă pe reductoarele dinspre bare (fig. 6.8).

Curentul de pornire a releului se calculează cu formula obișnuită

$$i_p = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \cdot \frac{I_n}{n_c}, \tag{6.20}$$

unde: $k_{sig} = 1{,}15...1{,}25$ este coeficientul de siguranță;
$k_{rev} = 0{,}85$ este coeficientul de revenire al releelor.

Timpul de acționare a protecției trebuie să fie superior celei mai mari temporizări a protecțiilor liniilor care pleacă de la barele generatorului. Deoarece protecția maximală a generatorului este ultima treaptă de temporizare din rețea, timpul de acționare poate depăși, dacă este necesar, chiar cu două-trei trepte temporizarea cea mai mare a protecțiilor liniilor.

6.7.3. Protecția maximală de curent cu controlul tensiunii

Protecția maximală temporizată realizată ca în fig. 6.8 prezintă următoarele dezavantaje: schema cuprinzînd numai relee de curent, nu poate deosebi în toate cazurile un scurtcircuit de o suprasarcină, mai ales dacă defectul a avut loc în rețea, mai departe de generator, cînd curenții de scurtcircuit sînt comparabili cu cei provocați de suprasarcini; în al doilea rînd, după cum s-a arătat la § 6.7.1; generatorul poate suporta un timp, mai mare decît timpul de acționare a protecției suprasarcini care depășesc valoarea normală, calculată cu formula (6.20), de (1, 4...1,5) I_n.

La generatoarele cu puteri peste 3000 kW, dezavantajele menționate ale protecției maximale temporizate nu pot fi neglijate, căci nu este de dorit ca unități mari să fie scoase din funcțiune la orice suprasarcini trecătoare. O soluție simplă și eficace care se aplică și la noi în țară pentru generatoare pînă la 50 MW, constă în completarea protecției maximale de curent temporizate cu un control al tensiunii. Acesta se poate efectua în două moduri: cu un blocaj de tensiune minimă sau cu un control combinat al tensiunii complete și tensiunii de secvență inversă.

Schema protecției, în prima variantă (v. fig. 6.32), este formată din: releele maximale de curent *10*, releele minimale de tensiune *11*, releul de timp *12* și releul intermediar *13*. Pentru alternatoarele mai mari protecția se execută de obicei trifazată. Releele de curent sînt alimentate, din cauzele

arătate mai sus, de la transformatoarele de curent instalate pe partea punctului neutru, iar reglajul lor se calculează cu formula (6.20). Releele de tensiune sînt alimentate de la transformatoarele de tensiune ale generatorului și nu ale barelor, pentru ca, dacă generatorul nu este conectat la bare (de exemplu la pornire), protecția să nu fie influențată de tensiunea barelor. Releele sînt alimentate cu tensiune între faze deoarece, generatorul debitînd direct pe barele de distribuție ale unei rețele cu neutrul izolat, protecția trebuie să aibă sensibilitatea maximă față de scurtcircuitele între faze.

Reglajul releelor de tensiune se stabilește cu formula:

$$u_r = \frac{1}{k_{sig} k_{rev}} \cdot \frac{U_{min}}{n_t} \tag{6.21}$$

în care: $k_{sig} = 1{,}1$ este coeficientul de siguranță;
$k_{rev} = 1{,}15$ — coeficientul de revenire;
$U_{min} = 0{,}95\ U_n$ — tensiunea de funcționare minimă admisă la generator.

Releul intermediar *13*, conținut în schema din fig. 6.32 are și funcțiunea de a semnaliza apariția defectelor în circuitele de tensiune alternativă, cu ajutorul releelor de tensiune (dacă supravegherea acestor circuite nu este realizată altfel în centrală); această semnalizare este blocată prin bloc-contactul întreruptorului principal, pentru a nu se semnaliza inutil, cînd generatorul nu este în funcțiune.

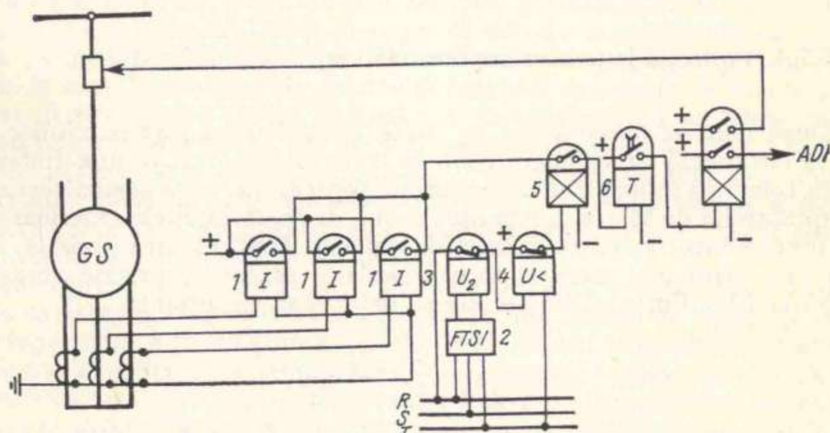


Fig. 6.23. Schema protecției maximale cu controlul tensiunii complete și al tensiunii de secvență inversă.

Schema protecției, în a doua variantă de control al tensiunii (fig. 6.23) este formată, în afară de releele maximale de curent *1*, din filtrul de tensiune de secvență inversă *2*, care alimentează releul minimal de tensiune *3*, al cărui contact stabilește sau întrerupe alimentarea bobinei releului minimal de tensiune *4*. Acest blocaj combinat funcționează în modul următor: dacă nu există tensiune de secvență inversă, deci regimul de funcționare este sime-

tric releul *4* efectuează un blocaj de tensiune minimă ca şi în prima variantă; în cazul unui scurtcircuit sau alt defect nesimetric, tensiunea de ieşire U_2 a filtrului *2* fiind mare, releul *3* întrerupe alimentarea releului *4* şi acesta îşi închide contactul, acţionînd releul *5* care transmite comanda releelor *1* spre releul de timp *6* şi spre declanşarea întreruptorului.

Releul de tensiune *3* trebuie reglat astfel încît să nu-şi deschidă contactul sub acţiunea tensiunii de dezechilibru, care poate apărea în regim normal la bornele de ieşire ale filtrului *2*. Datele experimentale şi de exploatare au condus la

$$u_p = 0{,}06 \frac{U_n}{n_t}, \qquad (6.22)$$

unde U_n este tensiunea între faze a generatorului.

Releul de tensiune minimă *4* se reglează ca în cazul precedent, aplicîndu-se formula (6.21). A rămas de asemenea valabil modul de realizare a circuitelor de acţionare a releelor intermediare *5* şi de timp *6*.

Deoarece releul *3* îşi deschide contactul şi în cazul arderii nesimetrice a siguranţelor din circuitele de tensiune, permiţînd deci excitarea releului *5*, ca şi în cazul unui scurtcircuit în instalaţia de înaltă tensiune, este necesară supravegherea acestor siguranţe, cu semnalizarea situaţiilor de defect.

6.7.4. Protecţia împotriva suprasarcinilor

După cum se observă din fig. 6.32, semnalizarea suprasarcinilor simetrice se efectuează cu un singur releu de curent *9*, conectat pe una dintre faze. Acesta comandă semnalizarea temporizat pentru a se evita semnalele cauzate de suprasarcini de foarte scurtă durată sau de scurtcircuitele exterioare, care sînt deconectate de către protecţiile reţelei. Temporizarea trebuie să fie superioară celui mai mare timp al celorlalte protecţii; practic aceasta se fixează la *10* s. Curentul de pornire se determină cu formula

$$i_p = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \frac{I_n}{n_c}, \qquad (6.23)$$

în care: $k_{sig} = 1{,}05$ (mai mic decît al protecţiilor maximale obişnuite, pentru ca protecţia contra suprasarcinilor să fie mai sensibilă);
$k_{rev} = 0{,}85$.

În afară de suprasarcinile simetrice, pot apare în anumite cazuri, arătate la § 6.7.1, şi suprasarcini nesimetrice faţă de care se prevede o protecţie specială bazată pe măsurarea curentului de secvenţă inversă (fig. 6.24). Schema conţine filtrul de curent de secvenţă inversă *2*, alimentat de la transformatoarele de curent, la care este legat releul de curent *1*. Contactul său comandă un semnal.

Pentru supravegherea gradului de încărcare a înfășurărilor unei mașini sincrone, deci ca o protecție suplimentară împotriva suprasarcinilor, se mai folosesc la unitățile mari și dispozitive de control termic, realizate cu ajutorul unor sonde dispuse în anumite locuri ale întrefierului și înfășurărilor.

Fig. 6.24. Schema protecției împotriva suprasarcinilor nesimetrice.

6.7.5. Protecție completă împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor

Pentru a se putea folosi cît mai complet posibilitățile de încărcare a generatoarelor și în același timp să se poată detecta supracurenții care periclitează integritatea mașinii, s-au elaborat scheme de protecție complete, sensibile la ambele categorii de defecte și regimuri anormale de funcționare, simetrice și nesimetrice. Astfel de protecții sînt indicate să se folosească la generatoarele avînd puterea de 50 MW și mai mult.

Schema conține o protecție maximală de curent de secvență inversă care permite folosirea acelorași relee împotriva scurtcircuitelor și a suprasarcinilor nesimetrice, completată cu o protecție maximală de curent simplificată împotriva perturbațiilor simetrice.

Pentru protecția maximală de curent de secvență inversă, cel mai indicat este ca aceasta să aibă o caracteristică de funcționare de tipul I_2^2t (v. § 6.7.1), reprezentată în diagrama din fig. 6.25, *a*. Un exemplu de realizare practică a unei astfel de protecții este releul de curent invers, tip RJAN 110 al firmei franceze Compteurs Schlumberger Releul conține un filtru de curent de secvență inversă și un element multiplicator — integrator care realizează caracteristica I_2^2t. Domeniul de acționare al filtrului este reglabil între 0,02 I_{2n} și 6 I_{2n} (I_{2n} fiind curentul nominal al filtrului). Curentul de pornire a releului — i_{2p} — poate fi reglat la valorile 0,15; 0,20; 0,30 și 0,40 din curentul nominal. Pentru același curent de pornire, modificînd coeficientul de multiplicare, se obțin zece curbe de declanșare.

Pentru generatoare a căror putere nu depășește 200 MW, se folosesc în general protecții care realizează dependența $t = f(I_2)$ în 2—4 trepte (în fig. 6.25, *b*, patru trepte). Mai des întîlnite la noi în țară sînt protecția sovietică de tipul RTF-2, cu două trepte și protecția cehoslovacă de tipul N 12,

cu patru trepte. Ambele tipuri de protecții conțin ca organe principale, filtre de curent de secvență inversă și 2—4 relee de curent cu sensibilități și deci posibilități de reglaj diferite. Protecția N 12 mai are în plus un filtru pentru eliminarea armonicelor de ordin superior și relee de timp și intermediare pentru obținerea treptelor de timp și darea comenzilor de semnalizare sau declanșare. La protecția RTF-2, releele de timp sînt separate.

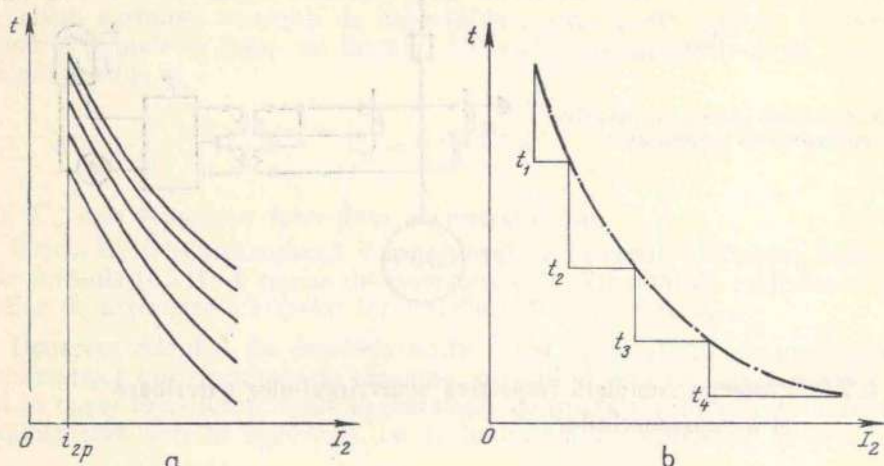


Fig. 6.25. Caracteristici de funcționare ale protecțiilor maximale de curent de secvență inversă:

a — caracteristică de tipul I_2^2t; *b* — caracteristică în trepte.

Modul de realizare practică a unei scheme complete de protecție împotriva suprasarcinilor și scurtcircuitelor exterioare este reprezentată în fig. 6.26. Schema cuprinde releele de curent *1* și de timp *7* pentru protecția de suprasarcini simetrice, releele de curent *2*, de tensiune minimă *3*, intermediar *8* pentru protecția împotriva scurtcircuitelor simetrice și filtrul de curent invers *4*, cu releele de curent *5* și *6* și de timp *9* și *10* (acesta din urmă fiind comun și pentru releele *2*, *3* și *8*) pentru protecția împotriva suprasarcinilor și scurtcircuitelor nesimetrice. Protecția de suprasarcini simetrice și reglarea acesteia se efectuează cum s-a arătat la § 6.7.4. Protecția împotriva scurtcircuitelor simetrice se realizează simplificat, cu cîte un singur releu de curent și tensiune, care se reglează după cum s-a arătat la § 6.7.3.

Protecția împotriva suprasarcinilor și scurtcircuitelor nesimetrice are în cazul de față numai două trepte. Prima treaptă comandă semnalizarea. Curentul ei de pornire trebuie ales din două condiții, pentru evitarea semnalizărilor greșite:

— Desensibilizarea în raport cu curentul de secvență inversă admis în funcționare îndelungată pentru generatorul protejat.

— Desensibilizare în raport cu curentul de dezechilibru al FCSI, în regim de sarcină maximă a generatorului și de variațiile posibile ale frecvenței în sistem.

În general, pentru generatoarele de fabricație curentă, curentul de pornire a acestei trepte se poate regla la valorile:

— pentru turbogeneratoare $i_p \geqslant 0{,}08 \frac{I_n}{n_c}$, (6.24)

— pentru hidrogeneratoare $i_p \geqslant 0{,}12 \frac{I_n}{n_c}$. (6.25)

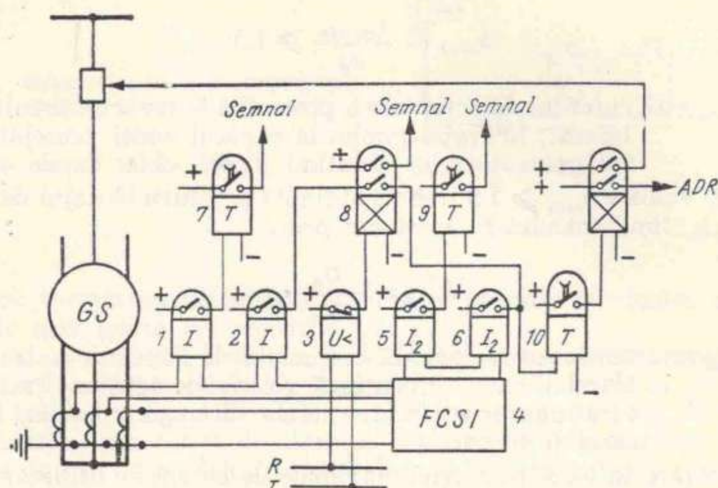


Fig. 6.26. Schema protecției complete împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor.

Curentul de pornire a treptei a doua a protecției maximale de curent de secvență inversă, care comandă declanșarea, trebuie determinat din următoarele condiții:

• Preîntîmpinarea deteriorării generatorului din cauza componentei I_2; calculînd pentru acest curent, din relația (6.19), valoarea corespunzătoare unui timp $t_{ad} = 2$ min (timpul minim considerat necesar pentru înlăturarea regimului nesimetric, de către personalul de exploatare) rezultă:

— pentru hidrogeneratoare, cu $A \approx 40$, $i_p \leqslant 0{,}6 \frac{I_n}{n_c}$; (6.26)

— pentru turbogeneratoare, cu răcire forțată cu hidrogen $A = 7{,}5...15$,

$i_p \leqslant 0{,}25 \frac{I_n}{n_c}$; (6.27)

— pentru celelalte turbogeneratoare, cu $A \approx 30$, $i_p \leqslant 0{,}5 \frac{I_n}{n_c}$. (6.28);

• Desensibilizare față de curentul de dezechilibru al FCSI, în regim de sarcină maximă a generatorului.

• Coordonarea sensibilităţii cu protecţiile de curent de secvenţă inversă ale elementelor din aval (dacă acestea sînt echipate cu astfel de protecţii).

În general, în practică principala condiţie care impune reglajul este prima dintre cele trei, de aceea se adoptă valoarea limită rezultată din relaţiile (6.26) — (6.28).

Pentru toate protecţiile tratate în acest paragraf, valorile calculate ale parametrilor de pornire a protecţiilor trebuie verificate din punct de vedere al sensibilităţii. În cazul protecţiilor maximale de curent este necesar ca

$$k_{sens} = \frac{I_{sc.min}}{I_p} \geqslant 1,5 \tag{6.29}$$

unde: $I_{sc.min}$ este curentul de acţionare a protecţiei la un scurtcircuit metalic bifazat, în regim minim la capătul zonei protejate (în cazul generatoarelor debitînd direct, chiar barele centralei).

Aceeaşi valoare $k_{sens} \geqslant 1,5$ trebuie obţinută şi pentru blocajul de tensiune minimă, k_{sens} fiind calculat în acest caz prin:

$$k_{sens} = \frac{U_p}{U_{rem}}, \tag{6.30}$$

unde: U_{rem} este tensiunea remanentă la punctul de instalare a transformatoarelor care alimentează releele de tensiune minimă, în cazul unui scurtcircuit metalic în regim maxim, la limita zonei protejate.

În alte ţări, în locul protecţiei maximale de curent se utilizează în ultimul timp, la o mare parte din generatoare, protecţie de distanţă, ai cărei timpi de acţionare cresc, după cum se ştie, cu depărtarea faţă de locul defect, astfel că scurtcircuitele de la bornele generatorului sau de pe bare sînt deconectate rapid în timp ce, pentru scurtcircuite în reţea, timpul de rezervă se menţine lung.

6.8. PROTECŢIA ÎMPOTRIVA CREŞTERILOR TENSIUNII

În cazul unei scăderi masive şi bruşte a sarcinii, în întreaga reţea are loc o creştere spontană de tensiune; totodată, turaţia generatoarelor din sistem creşte brusc. Ambele cauze au ca efect o ridicare a tensiunii la borne şi între spirele înfăşurărilor statorice ale generatoarelor.

Alte cauze a acestor creşteri de tensiune pot să fie defectele în schema de reglare automată a tensiunii sau în circuitele secundare de tensiune alternativă care alimentează schema.

La turbogeneratoare, regulatorul de viteză intervine rapid şi, în cazul unei depăşiri de 10% a turaţiei nominale, închide admisia aburului în turbină. De aceea, la turbogeneratoare nu apar creşteri de tensiuni periculoase

(1,5...1,6 U_n la generatoare fără regulatoare de tensiune și tensiuni mai mici la cele cu regulatoare) și nu este necesară, de regulă, o protecție contra creșterilor de tensiune.

La hidrogeneratoare, masele mari de apă în mișcare neputînd fi oprite rapid, pot apare supraturații importante (pînă la dublul turației nominale).

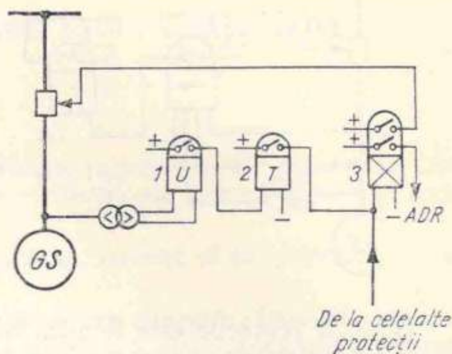


Fig. 6.27. Schema protecției împotriva creșterii tensiunii.

O dată cu turația crește liniar frecvența și pătratic tensiunea, care poate depăși de mai multe ori valoarea U_n.

Din această cauză normele prevăd instalarea la hidrogeneratoare, a unei protecții contra creșterii de tensiune. O schemă simplă și adeseori folosită este aceea din fig. 6.27 care conține un releu maximal de tensiune *1* care comandă, prin releul de timp *2*, declanșarea întreruptorului principal și al celui de excitație. Releul intermediar de acționare *3* este comun pentru toate protecțiile generatorului.

Tensiunea de pornire se reglează la 1,5 U_n, iar timpul de acționare la 0,5 s în scopul evitării declanșărilor false, ca urmare a supratensiunilor de scurtă durată.

O schemă perfecționată este aceea care folosește un releu de tensiune continuă, alimentat de la tensiunea secundară a alternatorului prin redresoare. În acest mod funcționarea releului este independentă de variația frecvenței, care în cazul unui releu de tensiune alternativă, provoacă modificarea inductanței acestuia și deci a sensibilității lui.

6.9. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA PUTERII ACTIVE INVERSE

În cazul cînd, în urma unei defecțiuni a mașinii primare, dispare cuplul mecanic de la arborele generatorului, acesta trece în regim de motor sincron și primește de la rețea putere activă, pe care o consumă antrenînd mașina primară. Pentru a se evita extinderea defectului pe partea mecanică și totodată defectarea generatorului, ceea ce se poate întîmpla, de exemplu, dacă turbina se gripează din cauza solicitării mari la care ar fi supusă, este absolut necesar ca în această situație generatorul să fie separat de rețea.

Protecţia care îndeplineşte această sarcină este reprezentată în fig. 6.28. Schema cuprinde un releu direcţional *1*, care îşi închide contactul în momentul în care puterea activă îşi schimbă sensul. Declanşarea este comandată temporizat (la circa 3 s), cu ajutorul releului de timp *2*.

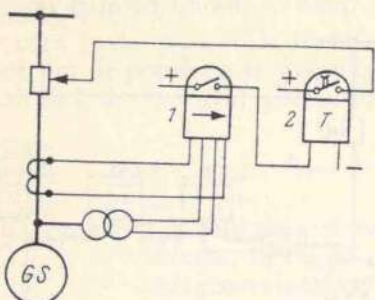


Fig. 6.28. Schema protecţiei împotriva regimului de motor.

Această protecţie este folosită în mod curent în unele ţări atît contra defectelor mecanice arătate, cît şi contra defectelor interne în generator. Prescripţiile noastre nu o prevăd, deoarece din practica exploatării s-a constatat că funcţionează adesea neselectiv. În plus, această protecţie împiedică funcţionarea generatorului ca compensator sincron, funcţionare care, în anumite condiţii de exploatare, este foarte necesară.

6.10. PARTICULARITĂŢILE PROTECŢIEI COMPENSATOARELOR SINCRONE

După cum s-a arătat în subcap. 6.1, defectele compensatoarelor sincrone fiind aceleaşi ca şi ale generatoarelor, protecţia lor se tratează în principiu la fel, cu unele particularităţi.

Compensatoarele nu sînt prevăzute cu protecţia maximală împotriva supracurenţilor; ele se echipează în schimb, cu o protecţie minimală de tensiune, împotriva dispariţiei de durată a tensiunii. Aceasta se realizează cu două relee de tensiune minimă, cu contacte în serie, reglate la circa 0,4 Un, cu o temporizare de 10 s, care comandă fie declanşarea întreruptorului principal şi acţionarea ADR, fie numai acţionarea ADR şi conectarea ulterioară a automatului, după revenirea tensiunii.

Protecţia maximală de curent împotriva suprasarcinilor care, la fel ca şi la generatoare, comandă semnalizarea, se prevede cu posibilitatea scoaterii ei din funcţiune pe durata pornirii compensatorului, în cazul în care ea poate acţiona în acest regim.

Protecţiile împotriva scurtcircuitelor interioare polifazate (protecţia diferenţială) şi împotriva punerilor la pămînt în stator şi în rotor se execută la fel ca şi pentru generatoarele de aceleaşi puteri.

Ţinînd seama de particularităţile menţionate, schema generală de protecţie a unui compensator sincron se întocmeşte după exemplul din fig. 6.32.

6.11. DISPOZITIVE DE ACŢIONARE ASUPRA EXCITAŢIEI MAŞINILOR SINCRONE

Dispozitivele automate de dezexcitarea rapidă (ADR) constituie unul dintre cele mai importante elemente de protecţie ale generatoarelor şi compensatoarelor sincrone.

Orice generator, indiferent de puterea sa, trebuie să fie prevăzut cu un automat de dezexcitare rapidă.

Aceste dispozitive, numite şi *automate pentru stingerea cîmpului*, au rolul, după cum s-a mai arătat, de a micşora tensiunea electromotoare a generatoarelor sau compensatoarelor sincrone la o valoare minimă, pentru a se reduce astfel amploarea deteriorărilor datorite curenţilor de scurtcircuit, atît în maşini cît şi în legăturile pînă la întreruptoare, după deconectarea maşinilor de la reţea.

La apariţia unui defect în interiorul maşinii sau a unui regim anormal (de exemplu, creşterea tensiunii la hidrogeneratoare), releele de protecţie trimit un impuls la dispozitivul automat de dezexcitare rapidă şi îl acţionează.

Cele mai răspîndite scheme de dispozitive ADR sînt reprezentate în fig. 6.29.

În schema din fig. 6.29, *a*, dezexcitarea automată se realizează prin închiderea înfăşurării rotorului maşinii sincrone pe o rezistenţă, urmată de deconectarea sursei de excitaţie; este cea mai perfecţionată schemă, folosită la majoritatea maşinilor sincrone de putere mare.

În cazul schemei din fig. 6.29, *b*, dezexcitarea rapidă se realizează prin introducerea unor rezistenţe în circuitul rotoric al maşinii sincrone şi în circuitul de excitaţie al excitatoarei.

Pentru generatoarele sincrone de putere mică (sub 1250 kVA) şi pentru motoarele sincrone cu excitatoare pe acelaşi arbore, se foloseşte de obicei schema din fig. 6.29, *c*, în care dezexcitarea rapidă se realizează numai prin introducerea unei rezistenţe în circuitul de excitaţie al excitatoarei.

Schema din fig. 6.29, *d*, este folosită foarte rar, deoarece întreruperea rapidă a circuitului rotoric poate provoca, după cum vom arăta, supratensiuni periculoase în acesta.

După cum se observă, în toate schemele mai mult utilizate, dezexcitarea se obţine prin introducerea unor rezistenţe în circuitul înfăşurării rotorului sau în circuitul de excitaţie al excitatoarei, cu ajutorul cărora se micşorează curentul din rotor şi tensiunea electromotoare a maşinii, pînă la valoarea la care se stinge arcul la locul scurtcircuitului.

În ultimul timp se folosesc rezistențe neliniare care variază invers proporțional cu tensiunile care li se aplică. În momentul cînd se introduce în circuit, rezistența are o valoare mică, deoarece tensiunea care i se aplică este mare, apoi, pe măsura reducerii curentului și prin urmare și a tensiunii, valoarea rezistenței crește.

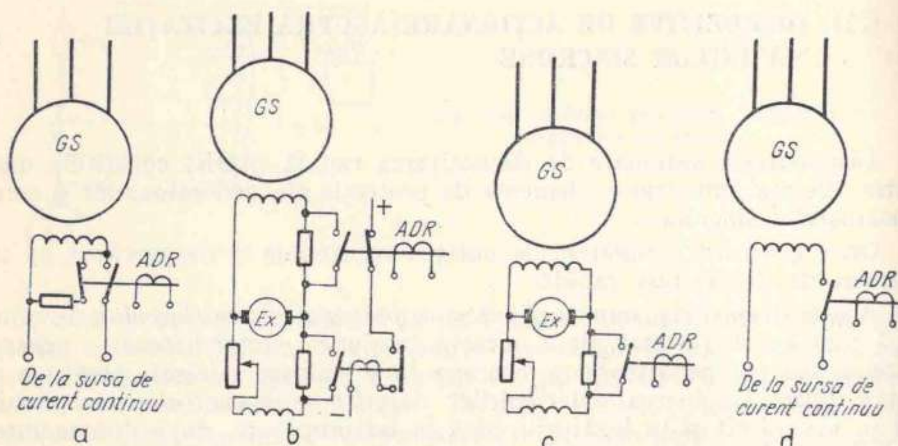


Fig. 6.29. Scheme de principiu ale dispozitivelor de dezexcitare automată (pozițiile contactelor sînt figurate după acționarea ADR, în sensul anulării cîmpului magnetic): *ADR* — automat de dezexcitare rapidă; *Ex* — excitatoare; *a* — prin deconectarea excitației; *b* — prin introducerea unor rezistențe în circuitele rotoric și de excitație al excitatoarei; *c* — prin introducerea unor rezistențe în circuitul de excitație al excitatoarei; *d* — prin întreruperea circuitului rotoric.

Variația t.e.m. a mașinii sincrone în timpul dezexcitării rapide este reprezentată prin curba din fig. 6.30. Prin dezexcitarea rapidă, t.e.m. nu se micșorează pînă la zero, ci pînă la o valoare remanentă $E_{rem} \approx 100 ...$ ...250 V (pe fază), produsă de magnetismul remanent al mașinii sau de curentul de excitație remanent (cazul schemelor *b* și *c* din fig. 6.29).

După timpul t_{dez} de la începerea dezexcitării, t.e.m. are valoarea E_{dez}, mai mare decît E_{rem}, însă destul de redusă ca arcul electric să se stingă sigur la locul scurtcircuitului; timpul t_t reprezintă timpul total în care t.e.m. scade de la valoarea sa nominală E_n dinainte de dezexcitare, pînă la valoarea E_{rem}, cînd dezexcitarea este terminată.

Alura variației t.e.m. a mașinii sincrone în timpul dezexcitării rapide depinde de parametrii (inductanța și rezistența) înfășurărilor de excitație și de amortizare; aceasta din urmă, legată în scurtcircuit, este folosită tocmai pentru evitarea supratensiunilor periculoase care apar la întreruperea circuitului de excitație și trebuie să aibă un cuplaj magnetic foarte strîns cu acesta.

Dacă valoarea tensiunii remanente este mare, trebuie folosită schema de dezexcitare din fig. 6.29, *a*, în care înfășurarea rotorică se închide pe o rezistență, iar sursa de excitație se deconectează.

În cazul schemei de dezexcitare rapidă prin întreruperea circuitului înfăşurării rotorice (fig. 6.29, *d*) la inelele rotorului apar supratensiuni periculoase. În timpul dezexcitării, energia cîmpului magnetic este disipată, în cea mai mare parte, în înfăşurarea rotorică şi în circuitul de amortizare; în

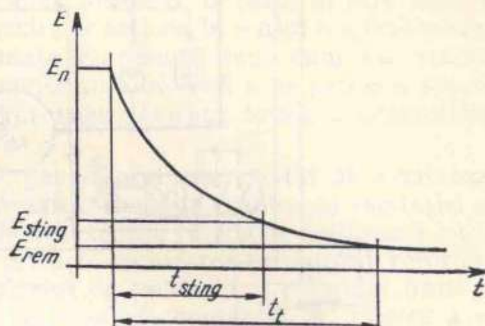


Fig. 6.30. Variaţia t.e.m. a maşinii sincrone în timpul dezexcitării rapide.

cazul întreruperii complete a circuitului de excitaţie al maşinii, întreaga energie a cîmpului este disipată în circuitul de amortizare. În cazul în care nu există un cuplaj magnetic destul de strîns între circuitul de excitaţie şi cel de amortizare, cîmpul magnetic dispare brusc, astfel încît, în înfăşurarea rotorică deschisă, se induce o t.e.m. periculoasă pentru izolaţia sa.

Pentru adoptarea schemei de dezexcitare din fig. 6.29, *d*, este absolut, necesar să existe şi o înfăşurare de amortizare cuplată magnetic strîns cu înfăşurarea de excitaţie. În afară de aceasta, circuitul rotoric al maşinii sincrone trebuie întrerupt cu o oarecare temporizare, pentru ca energia fluxurilor de scăpări dintre înfăşurarea rotorică şi circuitul de amortizare, care constituie principala cauză a supratensiunilor, să se disipe. În acest scop, la această schemă de dezexcitare rapidă, arcul se rupe cu ajutorul unor contacte speciale de cărbune.

În fig. 6.31 sînt reprezentate trei scheme de principiu ale unor dispozitive de dezexcitare automată, folosite în ţara noastră.

În fig. 6.31, *a*, generatorul este excitat de excitatoarea E_x, cu excitaţia în derivaţie *D*, reglajul manual al acesteia realizîndu-se prin reostatul *R*. Rezistenţa R_1, din circuitul înfăşurării rotorice a generatorului, are o valoare de 4—5 ori mai mare decît rezistenţa înfăşurării rotorice (măsurată în stare caldă), iar rezistenţa R_2 din circuitul de excitaţie al excitatoarei depăşeşte de aproximativ 10 ori rezistenţa înfăşurării de excitaţie a excitatoarei *D*, măsurată în stare caldă. În cazul unui defect în interiorul generatorului, sau al creşterii excesive a tensiunii (la hidrogeneratoare), protecţiile prin relee trimit un impuls releului intermediar *RI*, care îşi închide contactele şi comandă deschiderea întrerupătorului principal *I* al generatorului şi acţionarea automatului de dezexcitare rapidă ADR. Acesta din urmă este construit astfel încît închide întîi contactul *1*, iar apoi deschide contactul *2* şi închide contactul *3*. Prin aceasta, în primul moment al dezexcitării înfăşurarea rotorului generatorului se închide prin rezistenţa R_1, fără întreruperea circuitului, iar apoi, prin deschiderea contactului *2*, se deconectează

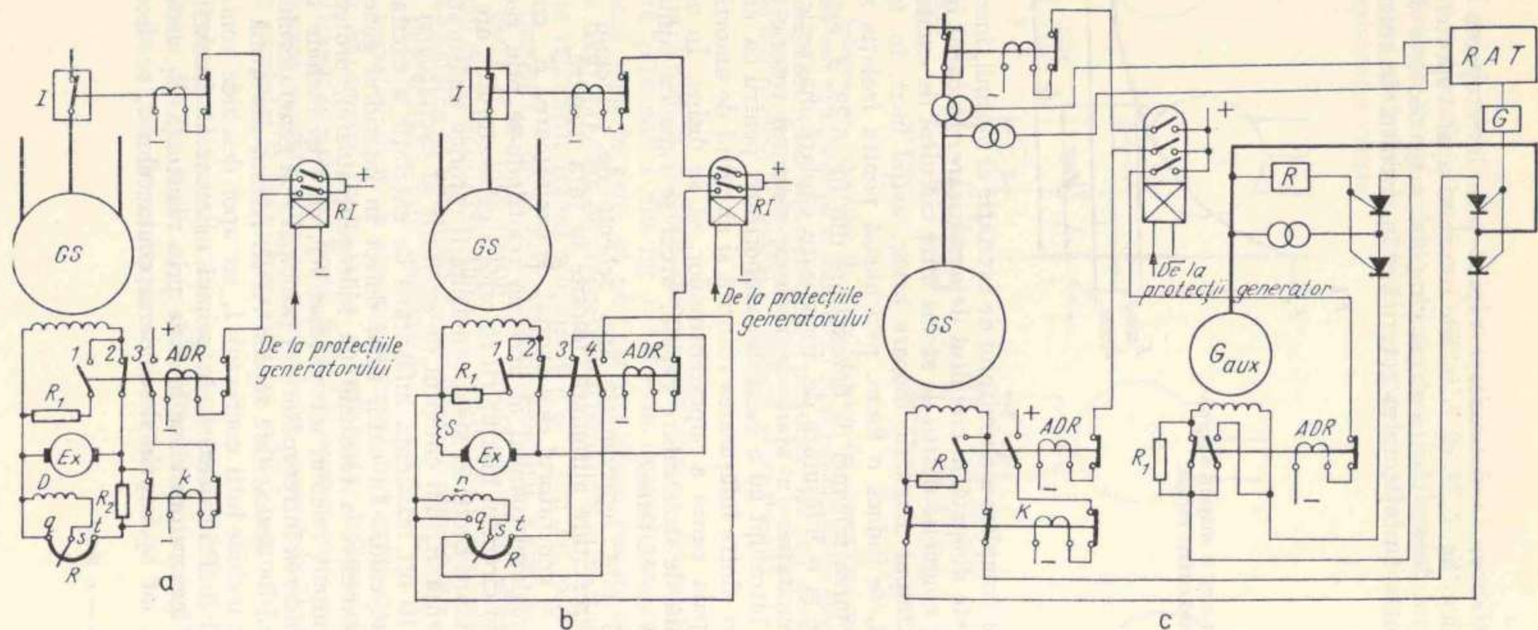


Fig. 6.31. Scheme de principiu ale unor dispozitive de dezexcitare rapidă:

a — în cazul excitatoarei cu excitația în derivație; *b* — în cazul excitatoarei cu excitație mixtă; *c* — curentul de excitație al generatorului principal este obținut prin redresarea curentului produs de un generator auxiliar.

excitatoarea. Prin închiderea contactului *3*, contactorul *k* este acţionat şi introduce în circuitul de excitaţie al excitatoarei rezistenţa R_2, care are rolul de a micşora curentul de excitaţie al excitatoarei, pentru a nu se produce o creştere excesivă a tensiunii la bornele excitatoarei, în cazul în care regulatorul automat de tensiune al generatorului ar acţiona în sensul creşterii curentului de excitaţie al acesteia. Rezistenţa R_1, aleasă după cum s-a arătat, asigură reducerea rapidă a t.e.m. a generatorului, fără a se produce supratensiuni periculoase în înfăşurarea rotorului. Durata totală a dezexcitării este de 6—8 s.

În cazul schemei din fig. 6.31, *b*, generatorul este excitat de excitatoarea *Ex*, cu excitaţie mixtă (serie-derivaţie). Reglajul manual al excitaţiei se efectuează cu reostatul *R*. Procesul de dezexcitare rapidă se desfăşoară ca în cazul schemei din fig. 6.31, *a*, în ce priveşte închiderea înfăşurării rotorului pe rezistenţa R_1 şi deschiderea circuitului de excitaţie al rotorului (întîi se închide contactul *1* al ADR şi apoi se deschide contactul *2*). Pentru a se preîntîmpina creşterea excesivă a tensiunii la bornele excitatoarei în cazul cînd, în urma unui defect în interiorul generatorului, regulatorul de tensiune ar tinde să mărească curentul de excitaţie, prin deschiderea contactului *3* al ADR se deconectează circuitul înfăşurării derivaţie *D* a excitatoarei de la bornele acesteia, iar prin închiderea contactului *4* se şuntează înfăşurarea derivaţie. Se mai observă că în această schemă nu mai este necesară folosirea unui contactor în afara automatului de dezexcitare rapidă.

În fig. 6.31, *c*, generatorul principal, de foarte mare putere (peste 200 MW), are cuplat pe acelaşi ax un generator auxiliar care produce o tensiune constantă ce apoi este redresată cu ajutorul diodelor şi tiristoarelor de putere, alimentînd separat cu curent continuu înfăşurarea de excitaţie a generatorului auxiliar şi înfăşurarea de excitaţie a generatorului principal. Sistemele de redresare sînt comandate de către dispozitivele *R* şi *G*, acesta din urmă avînd mărimea de intrare dată de către regulatorul automat de tensiune al generatorului principal, *RAT*.

Dezexcitarea generatorului principal se face prin închiderea întîi a înfăşurării sale de excitaţie pe o rezistenţă *R* şi apoi deschiderea circuitului spre sistemul de redresare; dezexcitarea generatorului auxiliar se face prin închiderea înfăşurării sale de excitaţie pe rezistenţa R_1. Prin releul intermediar *RI* se comandă simultan deschiderea întreruptorului generatorului principal şi dezexcitarea rapidă a celor două generatoare.

6.12. SCHEMA GENERALĂ DE PROTECŢIE A UNUI GENERATOR

În fig. 6.32 este dat un exemplu de schemă de principiu generală a unui generator de putere medie (între 3 ... 25 MW). Conform prescripţiilor, astfel de generatoare trebuie echipate cu următoarele protecţii, care sînt cuprinse în schema menţionată:

a. Protecția diferențială longitudinală contra scurtcircuitelor polifazate (releele *1* și releul *2* pentru supravegherea circuitelor protecției).

b. Protecția contra punerilor monofazate la pămînt în stator, realizată pe baza curentului homopolar (releele *3*, *4* și *5*).

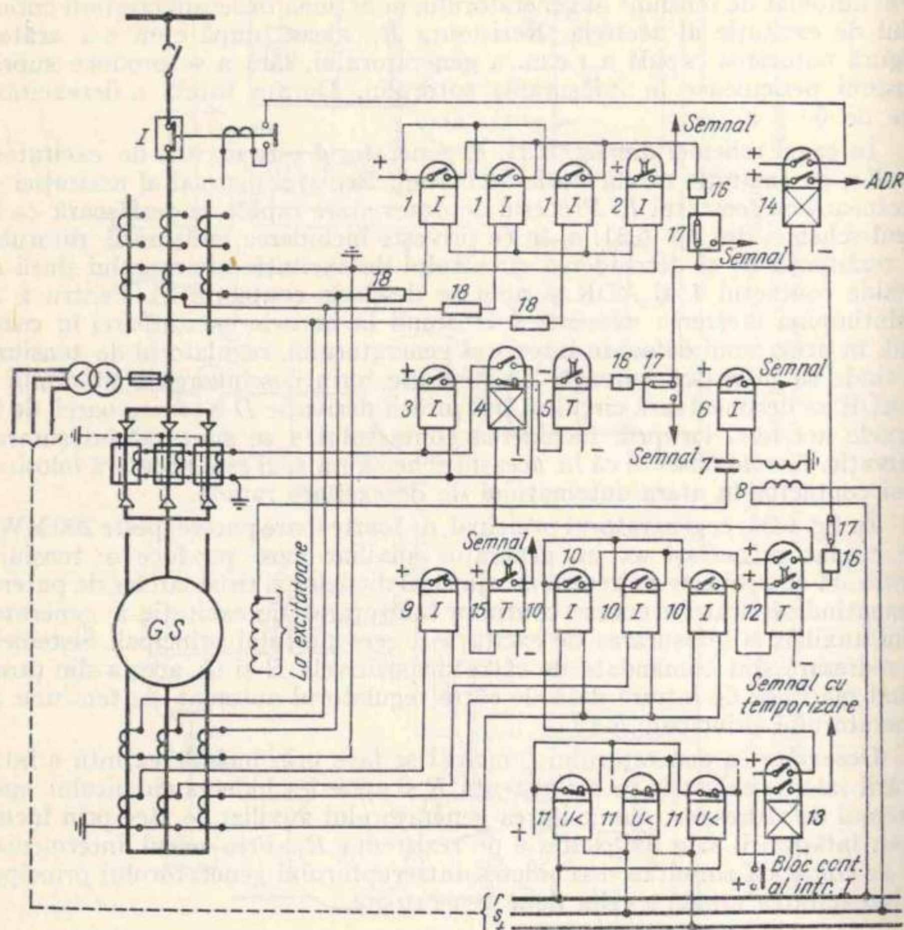


Fig. 6.32. Schema generală de protecție a unui generator de putere medie: *1, 2, 3, 6, 9, 10* — relee de curent; *4, 13, 14* — relee intermediare; *5, 12, 15* — relee de timp; *7* — condensator; *8* — transformator intermediar de tensiune; *11* — relee de tensiune; *16* — relee de semnalizare; *17* — dispozitive de deconectare; *18* — rezistențe adiționale.

c. Protecția contra primei puneri la pămînt în circuitul rotoric (releul *6* și aparatele *7* și *8*).

d. Protecția contra dublelor puneri la pămînt în circuitul rotoric, realizată în schema din fig. 6.21.

e. Protecția contra scurtcircuitelor exterioare, maximală de curent, cu blocaj de tensiune minimă (releele *10*, *11*, *12*, *13*).

f. Protecţia contra suprasarcinilor, maximală de curent (releele *9* şi *15*).

Protecţiile de la punctele a, b, d şi e comandă declanşarea întreruptorului principal şi acţionarea automatului de dezexcitare rapidă ADR, prin releul intermediar *14*. Protecţiile de la punctele c şi f comandă semnalizarea.

Dacă curentul de punere la pămînt este sub 5 A, protecţia b se trece de la comanda declanşării, la comanda semnalizării.

Protecţiile care comandă declanşarea sînt prevăzute pe circuitele de declanşare cu relee de semnalizare *16* (dacă releele protecţiilor respective nu au indicatoare de funcţionare) şi cu dispozitive de deconectare *18* (dacă este necesar ca ele să poată comanda şi semnalizarea) sau *17* (în celelalte cazuri).

Generatoarele de puteri mari şi foarte mari (peste 50 MW) se echipează şi cu protecţii contra scurtcircuitelor între spire (v. subcap. 6.3).

Hidrogeneratoarele se echipează şi cu protecţie contra supratensiunilor (v. subcap. 6.8).

Generatoarele de puteri mici (sub 3000 kW) se echipează conform prescripţiilor, cu o protecţie simplificată: protecţiile reprezentate în fig. 6.8, completate cu protecţia statorică şi cu protecţia împotriva creşterilor tensiunii (la hidrogeneratoare).

La unităţile mari, în afară de acţionările specificate aici şi arătate în schema din fig. 6.32, se mai pot prevedea: comanda punerii în funcţiune a instalaţiei de stins incendiu şi comanda opririi agregatelor de la partea mecanică a grupului de către protecţiile contra defectelor interne şi comanda deconectării generatorului de la bare cum şi declanşarea întreruptorului ADR, în urma unui defect la partea mecanică.

7 PROTECȚIA TRANSFORMATOARELOR, AUTOTRANSFORMATOARELOR ȘI A BLOCURILOR LINIE-TRANSFORMATOR

7.1. GENERALITĂȚI

Ca și generatoarele, transformatoarele și autotransformatoarele trebuie echipate cu protecții contra defectelor interioare și a regimurilor anormale de funcționare, cauzate de defecte exterioare din rețea. Deoarece transformatoarele (neavînd piese în mișcare) au o construcție mai robustă și deci o funcționare mai sigură decît generatoarele, protecția lor este, în ansamblu, mai simplă.

Pentru simplificarea expunerii care urmează, nu vor fi menționate în mod distinct autotransformatoarele, decît în cazurile, în care regimurile lor de funcționare și protecțiile cu care sînt prevăzute se deosebesc de ale transformatoarelor.

Defectele interioare ale transformatoarelor sînt: scurtcircuitele polifazate în înfășurări și la borne, scurtcircuitele între spirele aceleiași faze și atingerile la masă ale înfășurării sau ale bornelor; la transformatoarele care au punctul neutru legat direct la pămînt, atingerea la masă a unei faze reprezintă un scurtcircuit monofazat.

În funcție de locul scurtcircuitului (în înfășurarea primară sau în cea secundară), de felul scurtcircuitului și de clasa de conexiuni a transformatorului, curenții de scurtcircuit în înfășurările transformatorului se repartizează ca în fig. 7.1, în cazul scurtcircuitelor la borne și ca în fig. 7.2, în cazul scurtcircuitelor în înfășurări. Cunoașterea acestei repartiții este utilă pentru calculul protecțiilor transformatorului.

În cazul scurtcircuitelor la borne (fig. 7.1) s-a considerat că, la locul defectului, curentul de scurtcircuit este I_{sc}, curenții de sarcină sînt neglijabili, iar raportul de transformare este egal cu 1. Ultima condiție presupune că la transformatoarele cu conexiunea $\curlywedge/\curlywedge$ cele două înfășurări au același

număr de spire, iar la transformatoarele cu conexiunea ⅄/Δ, înfășurarea în triunghiu are un număr de spire de $\sqrt{3}$ ori mai mare.

În cazul scurtcircuitelor în înfășurări (fig. 7.2), calculul repartizării a fost efectuat pornindu-se de la valoarea $I_{sc\cdot\alpha}$ la locul defectului și de la rapor-

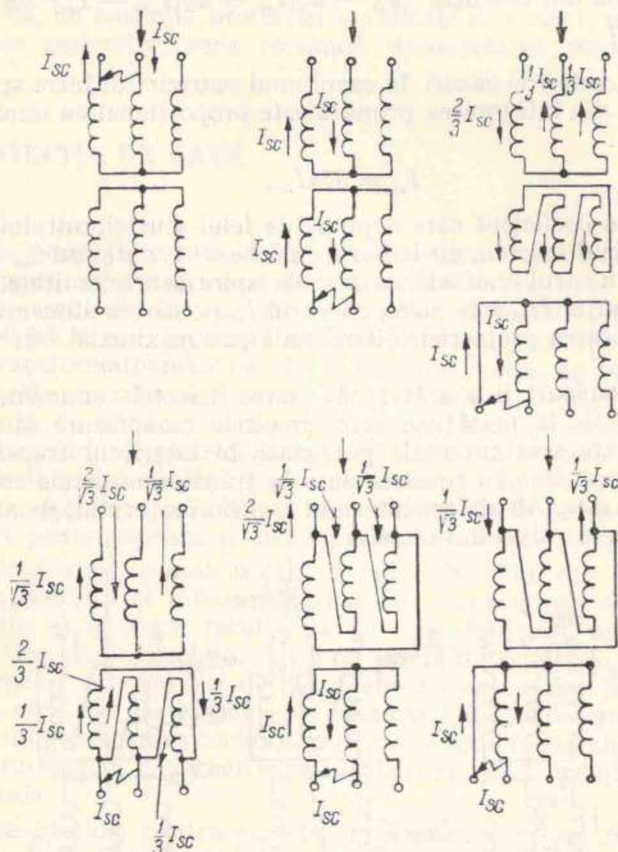


Fig. 7.1. Repartizarea curenților de scurtcircuit în înfășurările transformatoarelor, în cazul scurtcircuitelor la borne.

tul $\alpha = \frac{w_a}{w}$ dintre numărul de spire scurtcircuitate și numărul total de spire al înfășurării. Se deosebesc trei cazuri:

— scurtcircuitul polifazat în înfășurarea secundară a unui transformator ⅄/⅄ (fig. 7.2, *a*); curentul primar I_{sc} se determină din condiția $wI_{sc} = w_\alpha I_{sc\cdot\alpha}$, de unde $I_{sc} = \frac{w_\alpha}{w} I_{sc\,\alpha} = \alpha I_{sc\,\alpha}$;

— scurtcircuitul între spire în înfășurarea secundară a unui transformator Δ/⅄ (fig. 7.2, *b*); curentul primar I_{sc} rezultă din condiția $w_\Delta \cdot I_{ss} =$

$= w_\alpha I_{sc\cdot\alpha}$, de unde $I_{sc} = \frac{w_\alpha}{w_\Delta} \cdot I_{sc\alpha}$, sau ţinînd seama că $w_\Delta = \sqrt{3} w_\curlywedge$ rezultă $I_{sc} = \frac{w_\alpha}{\sqrt{3} \cdot w_\curlywedge} \cdot I_{sc\cdot\alpha} = \frac{\alpha}{\sqrt{3}} I_{sc\cdot\alpha}$;

— scurtcircuitul în înfăşurarea primară legată în Δ (fig. 7.2, *c*); curentul I_{sc} se determină din condiţia $(w_\Delta - w_\alpha)I_{sc} = w_\alpha(I_{sc\alpha} - I_{sc})$ de unde $I_{sc} = \frac{w_\alpha}{w_\Delta} I_{sc\cdot\alpha} = \alpha I_{sc\cdot\alpha}$.

În toate aceste trei cazuri, în cazul unui scurtcircuit între spire, curentul de scurtcircuit din înfăşurarea primară este proporţional cu numărul de spire scurtcircuitate:

$$I_{sc} = K\alpha I_{sc\cdot\alpha} \tag{7.1}$$

unde K este un coeficient care depinde de felul scurtcircuitului.

În cazul unui scurtcircuit la borne, cînd $\alpha = 1$, curentul I_{sc} se calculează ca în fig. 7.1. În cazul unui număr mic de spire scurtcircuitate, cînd $\alpha \ll 1$, chiar dacă curentul $I_{sc\cdot\alpha}$ este mare, curentul I_{sc} pe partea alimentării este redus şi deci sensibilitatea protecţiei (diferenţială sau maximală) este de asemenea redusă.

Practica exploatării a arătat că, dintre defectele enumerate, cele mai dese sînt punerile la masă sau scurtcircuitele monofazate sau între spire, iar cele mai rare scurtcircuitele polifazate în interiorul transformatorului. Acestea din urmă sînt cu totul excluse la transformatoarele constituite din unităţi monofazate. Alt defect intern al transformatorului, de natură neelectrică, este scăderea nivelului uleiului.

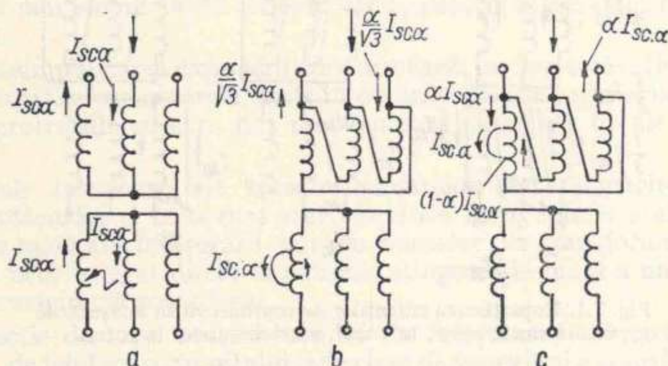


Fig. 7.2. Repartizarea curenţilor de scurtcircuit în înfăşurările transformatoarelor, în cazul scurtcircuitelor interioare.

Regimurile anormale care perturbă cel mai des funcţionarea unui transformator sînt supracurenţii. Aceştia sînt provocaţi de scurtcircuite exterioare sau de suprasarcini care pot avea diferite cauze: autopornirea motoarelor, deconectarea unui transformator care funcţiona în paralel, conectarea automată a unor receptoare suplimentare (prin anclanşarea automată a rezervei), pendulările etc.

Contra scurtcircuitelor interne sau la borne, transformatorul trebuie să fie echipat cu protecţii care să acţioneze sigur şi cît mai rapid (protecţii de gaze, diferenţială, cu tăiere de curent şi maximală de curent temporizată) comandînd declanşarea tuturor întreruptoarelor transformatorului.

Protecţiile contra regimurilor anormale de funcţionare comandă în general semnalizarea, cu excepţia protecţiei maximale de curent, utilizată contra supracurenţilor periculoşi, care comandă deconectarea transformatorului.

7.2. PROTECŢIA DE GAZE

Principala protecţie contra defectelor interne cu care trebuie prevăzut orice transformator cu puterea mai mare decît 1000 kVA, cum şi transformatoarele pentru serviciile interne ale centralelor şi staţiilor, cu puteri mai mari decît 250 kVA, este protecţia de gaze. Această protecţie poate fi aplicată numai transformatoarelor cu ulei şi cu conservator, ea acţionînd numai în cazul defectelor în interiorul cuvei. În cazul acesta arcul electric sau căldura dezvoltată de scurtcircuit au ca urmare descompunerea uleiului şi a materialelor organice ale pieselor izolante şi formarea de gaze. Acestea, fiind mai uşoare decît uleiul, se ridică spre conservator. În cazul defectelor mai grave, formarea gazelor poate fi atît de violentă, încît presiunea interioară care ia naştere poate imprima şi uleiului o deplasare spre conservator.

Gazele servesc şi ca un indiciu calitativ al defectului din transformator, prin culoarea, mirosul şi inflamabilitatea lor. Dacă gazele sînt neinflamabile, fără miros şi incolore, rezultă că din transformator se elimină aerul rămas în interior, după umplerea cuvei cu ulei. Un gaz albicios neinflamabil, cu miros înţepător este produs de deteriorarea materialelor izolante (hîrtie, izolaţii textile etc.). Un gaz gălbui, greu inflamabil, indică deteriorarea pieselor de lemn, iar un gaz cenuşiu închis sau negru şi uşor inflamabil arată că s-a produs o conturnare în ulei sau o supraîncălzire excesivă, însoţită de descompunerea acestuia.

Colectarea gazelor, pentru cercetarea proprietăţilor lor, se face cu ajutorul unei eprubete, la robinetul de evacuare special al releului de gaze.

Aparatul care sesizează formarea gazelor sau a deplasării violente a uleiului, cum şi scăderea nivelului acestuia, este releul de gaze RG (fig. 7.3), cunoscut şi sub numele de *releu Bucholz*. Acesta se montează pe conducta de legătură dintre cuvă şi conservator, care trebuie să aibă o pantă de 2—4%, pentru a uşura trecerea eventuală a gazelor sau a uleiului spre conservator.

Releul de gaze (fig. 7.4) constă dintr-un mic rezervor *1*, prevăzut, pe două laturi opuse, cu orificii pentru racordarea la conducta de ulei. În interiorul acestuia se găsesc piesele mobile de forma unor flotoare sau palete *6*, aflate în circuitul uleiului şi de care sînt fixate contactele *7*, de forma unor întreruptoare basculante cu mercur sau întreruptoare magnetice. Carcasa releului este prevăzută cu un capac uşor demontabil *2*, sub care se află bornele contactelor *5* şi un robinet *3*, pentru evacuarea gazelor sau a uleiului. În pereţii releului

sînt montate sticle de nivel marcate în centimetri cubi, pentru aprecierea volumului gazelor formate. În partea inferioară a aparatului este dispus un al doilea robinet *4*, pentru golirea uleiului.

Releul cu un flotor are o singură piesă mobilă, de forma unui flotor cilindric *6*, care se poate roti în jurul unui ax (v. partea superioară a fig. 7.4).

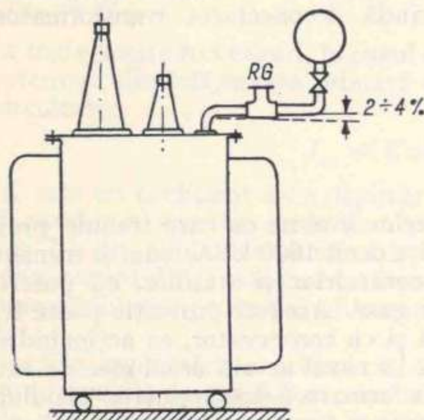


Fig. 7.3. Montarea releului de gaze.

În funcţionare normală, cînd releul este plin cu ulei, flotorul pluteşte, iar contactul său *7* este pe poziţia de repaus. În cazul scăderii nivelului uleiului, care poate fi produsă de neetanşeitatea cuvei sau de o degajare lentă de gaze

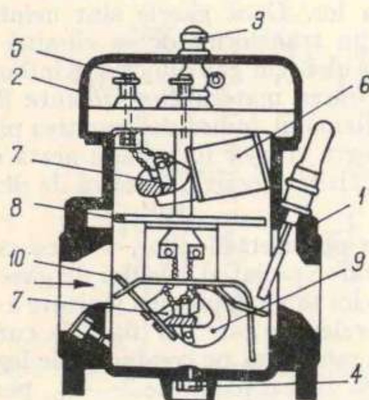


Fig. 7.4. Releu de gaze cu două flotoare.

provocată de un defect intern în transformator, flotorul coboară, rotindu-se în jurul axului său, întreruptorul cu mercur basculează şi aduce contactul în poziţie de lucru.

Releul este utilizat în special pentru semnalizare, el acţionînd chiar în faza incipientă a defectelor enumerate. El poate fi însă utilizat şi pentru a comanda deconectarea transformatorului, ceea ce prezintă dezavantajul scoaterii imediate a transformatorului din funcţiune, atît în cazul defectelor

ușoare cît și al celor grave, deoarece releul cu un flotor nu face nici o distincție între aceste două categorii de defecte.

Releul cu două flotoare, dispuse, după cum se vede în fig. 7.4, pe două etaje, face distincție între cele două categorii de defecte. Etajul superior nu diferă constructiv și funcțional de releul cu un flotor, constituind elementul de semnalizare. Etajul inferior, care constituie elementul de declanșare, conține al doilea flotor *9*, o paletă mobilă cu ax orizontal *10* și, solidar cu aceasta, întreruptorul cu mercur *7*.

În cazul unei degajări lente, gazele (care, după cum s-a văzut, acționează asupra flotorului superior) nu acționează și asupra celui inferior, fiindcă după ce gazele umplu releul pînă la limita superioară a orificiilor de intrare și de ieșire, ele trec liber spre conservator.

În cazul unei degajări violente de gaze, fluxul de ulei și gaze care trece prin releu lovește paleta de șoc *10*, aflată chiar în fața orificiului de intrare. Dacă viteza fluxului depășește 0,5 m/s paleta se rotește, antrenînd și întreruptorul basculant *7*. Mercurul stabilește contactul, care închide circuitul de declanșare și transformatorul avariat este deconectat într-un timp scurt (0,1—0,3 s).

Releul este prevăzut cu posibilitatea de reglare a vitezei de acționare a fluxului de ulei sau de gaze între 0,5—1,5 m/s, prin modificarea suprafeței active a paletei. Viteze de acționare sub 0,5 m/s nu se folosesc, pentru a nu exista pericolul acționării neselective a releului, în cazul cînd prin transformatoare trec curenți de scurtcircuit provocați de defecte exterioare, care, după cum s-a constatat din practică, pot produce în transformator fluxuri de ulei spre conservator.

Releele construite în țară sînt de două variante: tipul RB-5 h la care contactele sînt realizate sub forma unui întreruptor cu mercur și tipul RB-5 k la care se folosește un întreruptor magnetic. Acesta din urmă constă dintr-un vas de sticlă fix, în interiorul căruia se găsesc contactele metalice acționate din afară cu ajutorul unui magnet permanent, care se deplasează odată cu flotorul. Fiecare din cele două variante se construiește cu unul sau cu două flotoare. Contactele pot fi normal deschise sau normal închise.

La marea majoritate a transformatoarelor se folosesc relee cu două flotoare, cele cu un flotor găsindu-și utilizare numai la unele transformatoare cu puteri mici (sub 1000 kVA); oricare dintre relee pot fi folosite și la alte aparate în cuve cu ulei, ale căror condiții de exploatare justifică utilizarea lor (condensatoare pentru ameliorarea factorului de putere și bobine de stingere).

Un alt tip de releu care se utilizează pentru protecția aparatelor în cuve cu ulei este releul de presiune. Acesta constă în principiu dintr-un contact comutator basculant, de forma unui tub cu mercur, care este acționat de o paletă, mobilă în jurul unui ax. Paleta este astfel construită încît se rotește numai sub acțiunea unui flux de ulei, de o anumită intensitate. Releul comandă de obicei declanșarea.

Astfel de relee sînt folosite în special pentru protecția împotriva defectelor interne din comutatoarele sub sarcină a treptelor de tensiune ale transformatoarelor și autotransformatoarelor de forță, avînd puterea peste 10 MVA. Releul de presiune este montat pe conducta dintre cuva proprie a comutato-

rului (sau a comutatoarelor, în număr de trei, la unitățile mari, peste 100 MVA) și conservatorul de ulei comun al întregii unități.

Schema electrică a protecției de gaze este reprezentată în fig. 7.5. După cum se vede, contactul superior al releului de gaze *1* comandă semnalizarea, care trebuie să fie acustică și optică. Contactul inferior comandă declanșarea tuturor întreruptoarelor transformatorului. Deoarece impulsul dat de acest

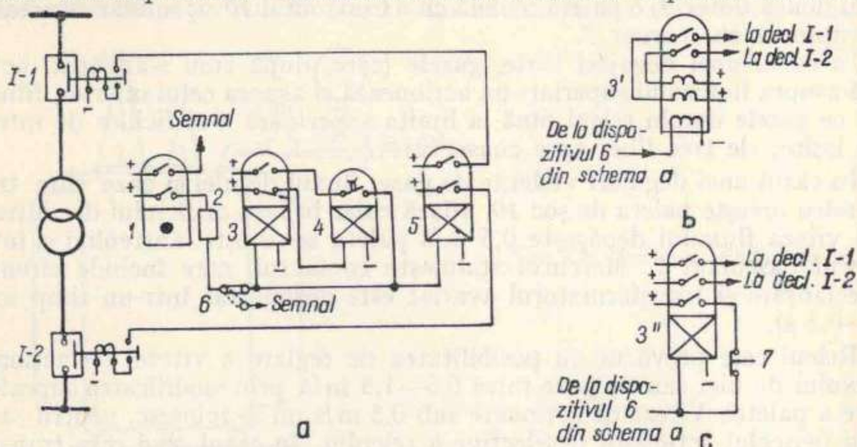


Fig. 7.5. Schema de principiu a protecției de gaze:
a — cu autoblocare prin releu intermediar cu temporizare; *b* — cu autoblocare prin releu intermediar cu bobine de reținere; *c* — cu autoblocare și revenire prin buton.

contact poate fi de scurtă durată (în funcție de caracterul deplasării uleiului sau a gazelor în releu), schema electrică trebuie să asigure prelungirea acestui impuls pînă la declanșarea întreruptoarelor. În schema din fig. 7.5, *a*, impulsul de declanșare care ajunge direct la releul general de ieșire *5* al protecției transformatorului este prelungit de releul *4*, al cărui contact cu temporizare la revenire este ținut închis în timpul funcționării normale, releul fiind excitat prin contactul n. î. al releului intermediar *3*.

În schema din fig. 7.5, *b*, prelungirea impulsului se obține cu un releu intermediar *3'*, care este releul de ieșire propriu al protecției de gaze și care are două sau trei bobine de reținere. Aceste bobine sînt inseriate cu contactele de declanșare ale releului, cu bobinele de declanșare și cu bloc-contactele întreruptoarelor. Ele mențin releul *3'* excitat pînă în momentul declanșării ultimului întreruptor, respectiv pînă în momentul deschiderii ultimului bloc-contact. În sfîrșit, în schema din fig. 7.5, *c*, prelungirea impulsului de declanșare este realizată prin auto-menținerea releului *3''*, printr-un al treilea contact. După deconectarea transformatorului, releul *3''* este readus în poziția inițială, dezexcitată, de către personalul stației, prin butonul *7* cu un contact normal-închis.

Schema protecției de gaze din fig. 7.5 conține și releul de semnalizare *2*, de tip serie, pentru semnalizarea acționării protecției cu impuls pentru declanșare și dispozitivul de deconectare *6*, prin care protecția poate fi comutată pentru a comanda semnalizarea, în cazul cînd s-au constatat declanșări intempestive ale protecției.

Transformatoarele și autotransformatoarele mari, constituite din elemente monofazate, sînt prevăzute cu relee de gaze și de semnalizare la fiecare cuvă, impulsurile de declanșare fiind aduse la un același releu intermediar.

La realizarea practică a circuitelor electrice ale protecției de gaze, trebuie să se aibă grijă ca borna releului legată la contactul cufundat permanent în mercur să fie legată la plus, iar cealaltă la minus. Pentru legarea releului la circuitul electric se va folosi cablu cu izolație de hîrtie, deoarece izolația de cauciuc este atacată de uleiul de transformator; la stațiile exterioare, trebuie asigurată o protecție eficace a bornelor releului împotriva umezelii. *Avantajele importante ale protecției de gaze* sînt: simplitatea, sensibilitatea, rapiditatea în cazul defectelor grave, comanda semnalizării sau a declanșării, în funcție de caracterul defectelor. Protecția de gaze este cea mai sensibilă dintre protecțiile transformatorului în cazul scurtcircuitelor între spire.

Din practica exploatării au reieșit și cîteva puncte slabe ale protecției de gaze, datorită cărora au avut loc acționări greșite ale protecției și deci deconectări inutile ale transformatorului. Aceste acționări greșite, legate de principiul de funcționare al protecției, au două cauze principale. Prima constă în faptul că aerul, care este introdus în cuvă o dată cu uleiul, se ridică în cazul creșterii temperaturii acestuia, spre conservator și, trecînd prin releu, poate determina acționarea lui. Remediul constă, fie în comutarea protecției pe semnalizare în primele trei zile după repunerea în funcțiune a transformatorului, după reparații sau revizii, timp în care aerul introdus în cuvă este evacuat, fie în eliminarea periodică (la cîteva ore) a aerului colectat în releu, prin robinetul special prevăzut. A doua cauză a deconectării greșite a transformatorului de către protecția de gaze este acționarea posibilă a releului de către fluxul de ulei care se formează în transformator, în urma unor scurtcircuite exterioare violente sau în urma pornirii și opririi pompelor din circuitul de ulei al transformatoarelor cu răcire în circuit închis. Pentru a se elimina posibilitatea acestor acționări greșite, se micșorează sensibilitatea elementului de declanșare, așa cum s-a arătat, prin reglarea paletei elementului de declanșare.

7.3. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ

7.3.1. Domeniul de aplicare și principiul de funcționare

Ca o completare a protecției de gaze, se utilizează, pe scară largă, contra scurtcircuitelor interne și la bornele transformatoarelor, protecția diferențială longitudinală. În zona ei de acțiune intră și legăturile prin cabluri sau bare între transformator și întreruptoare. Protecția diferențială, conform normelor se aplică de regulă la transformatoarele cu o putere de 10 000 kVA sau mai mare și de asemenea în următoarele cazuri: la transformatoarele cu puterea sub 10 000 kVA, în scopul deconectării selective a transformatorului defectat, dacă funcționează mai multe unități în paralel și de asemenea la acele transfor-

matoare, cu puterea de 1000 kVA sau mai mare, care alimentează consumatori de o deosebită importanță (de exemplu, serviciile proprii ale centralelor electrice), dacă protecția maximală cu tăiere de curent nu satisface condițiile de sensibilitate, iar protecția maximală temporizată are un timp de acționare mai mare de 0,5 s.

Principiul ei de funcționare este, ca și în cazul generatoarelor (subcap. 6.2) principiul comparării curenților. În cazul transformatoarelor, se compară valorile și sensurile curenților acelorași faze din cele două sau trei înfășurări ale transformatorului protejat. Transformatorul trebuie să aibă instalate, pe fiecare fază a tuturor înfășurărilor sale, transformatoare de curent. Înfășurările secundare ale acestora trebuie legate între ele astfel încît, de exemplu în cazul unui transformator cu două înfășurări, releul să măsoare diferența $\bar{i}_d = \bar{i}_I - \bar{i}_{II}$. În funcționare normală sau în cazul scurtcircuitelor exterioare

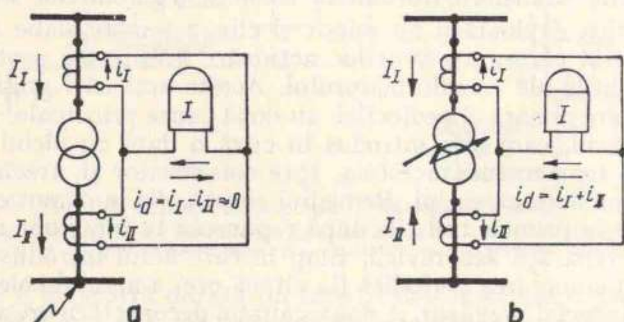


Fig. 7.6. Principiul de funcționare a protecției diferențiale: *a* – scurtcircuit exterior; *b* – scurtcircuit interior.

(fig. 7.6, *a*), schema protecției diferențiale trebuie să asigure egalitatea curenților secundari ($i_I = i_{II}$), deci curentul în releu este $i_d = 0$ și acesta nu acționează. În cazul scurtcircuitelor în zona protejată (fig. 7.6, *b*), curentul în releu este egal cu suma $\bar{i}_d = \bar{i}_I + \bar{i}_{II}$. Dacă $i_d > i_p$ (i_p fiind curentul de pornire al releului) releul acționează și comandă deconectarea transformatorului.

7.3.2. Particularitățile protecției diferențiale a transformatoarelor

Schemele protecțiilor diferențiale longitudinale ale generatoarelor și ale liniilor, datorită faptului că curenții primari sînt egali și au aceeași fază, asigură, în cazul scurtcircuitelor exterioare, condiția $\bar{i}_d = \bar{i}_I - \bar{i}_{II} = 0$, numai prin respectarea condițiilor privind egalitatea rapoartelor de transformare, coeficientul de supracurent și identitatea caracteristicilor de magnetizare ale transformatoarelor de curent. La transformatoare însă, realizarea unei protecții diferențiale care să asigure condiția menționată are cîteva particularități, care se referă la existența unui curent de magnetizare, la diferența de

fază între curenții primari ai diferitelor înfășurări, la inegalitatea curenților secundari ai diferitelor înfășurări și la existența unui curent de dezechilibru relativ mare.

Curenții de magnetizare și desensibilizarea protecției față de aceștia. Curentul de magnetizare trece numai prin înfășurarea de pe partea sursei

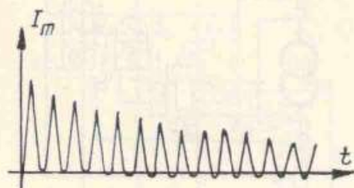


Fig. 7.7. Variația în timp a curentului de magnetizare.

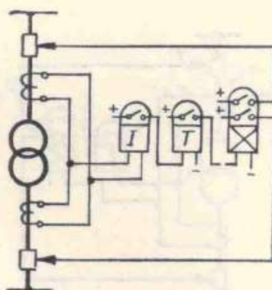


Fig. 7.8. Schema de principiu monofilară a protecției diferențiale cu temporizare.

de alimentare, valoarea sa în regim normal fiind de ordinul 1—3% din curentul nominal. La punerea sub tensiune a transformatorului sau la restabilirea tensiunii la bornele sale, după deconectarea unui scurtcircuit în rețea, are loc un șoc al curentului de magnetizare, a cărui valoare atinge, în primul moment 4—6 I_n (fig. 7.7). Durata curentului de șoc de magnetizare depinde de parametrii transformatorului și ai rețelei, putînd atinge 2—3 s; ea crește cu puterea transformatorului.

Pentru desensibilizarea protecției diferențiale față de șocurile curentului de magnetizare se poate proceda în mai multe moduri.

Temporizarea protecției diferențiale între 0,5 și 1 s (fig. 7.8) este un procedeu simplu, care are însă dezavantajul esențial că anulează principala proprietate a protecției diferențiale, aceea de a acționa rapid, cauzînd totodată și creșterea timpilor altor protecții din rețea. Din aceste motive, utilizarea protecției cu temporizare s-a restrîns mult în ultimul timp.

Desensibilizarea prin curent a protecției diferențiale (fig. 7.9) constă în reglarea curentului protecției la o valoare superioară curentului de șoc de magnetizare. Din practica exploatării a rezultat că o desensibilizare sigură se obține reglîndu-se protecția la un curent egal cu 3—4 I_n. Deși în primul moment această valoare este inferioară curentului de șoc de magnetizare, deoarece atenuarea acestuia este mai rapidă decît timpul propriu al protecției, aceasta nu acționează. Protecția reglată în acest mod este cunoscută sub numele de protecție diferențială cu tăiere de curent.

Desensibilizarea protecției cu transformatoare cu saturație rapidă se obține prin conectarea releelor de curent la circuitul diferențial prin intermediul unor transformatoare monofazate cu saturație rapidă, denumite prescurtat TSR (fig. 7.10) avînd ciclul hysterezis ca în fig. 3.16.

Blocarea protecţiei faţă de armonicile superioare ale curentului de magnetizare utilizează un releu diferenţial special, cu o înfăşurare de frînare alimentată cu curentul total şi cu o înfăşurare de lucru alimentată cu curentul undei fundamentale. Parametrii releului se aleg astfel încît, la apariţia unui curent de şoc de magnetizare, releul să nu acţioneze pentru un anumit raport al curenţilor din bobinele de lucru şi de frînare.

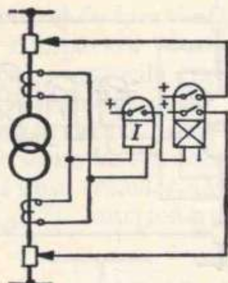


Fig. 7.9. Schema de principiu monofilară a protecţiei diferenţiale cu tăiere de curent.

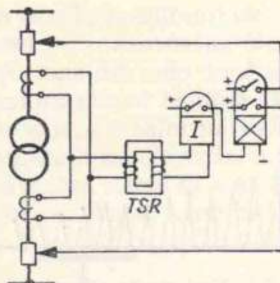


Fig. 7.10. Protecţia diferenţială cu transformatoare cu saturaţie rapidă.

S-au propus şi alte sisteme de blocare, care temporizează protecţia pentru scurt timp numai după scăderea sau dispariţia tensiunii la bornele transformatorului. Dintre procedeele descrise, cele mai utilizate sînt ultimele trei. Schemele protecţiilor respective vor fi descrise mai departe.

Diferenţa de fază dintre curenţii primari şi compensarea acesteia. La transformatoarele cu conexiuni stea-triunghi, curenţii $\bar{I}_{\text{I}}$ şi $\bar{I}_{\text{II}}$, ai celor două înfăşurări, au unghiuri de fază diferite; de exemplu, la un transformator cu

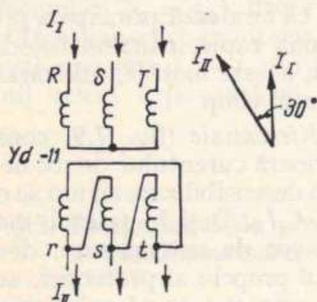


Fig. 7.11. Diferenţa de fază a curenţilor primar şi secundar ai unui transformator cu clasa Yd-11.

conexiuni Yd-11 (fig. 7.11), diferenţa de fază între curenţi este de 30°, curentul pe partea triunghiului fiind defazat înaintea curentului pe partea stelei.

Considerîndu-se $I_{\text{I}} = I_{\text{II}}$, aceşti curenţi, transformaţi în secundar cu unghiurile lor, produc în circuitul diferenţial un curent de dezechilibru $i_{dez} = |i_{\text{I}} - i_{\text{II}}| = 2i_{\text{I}} \sin 15°$, care are ca efect acţionarea greşită a protecţiei. Apa-

riţia acestui curent de dezechilibru se evită compensîndu-se diferenţa de fază a curenţilor primari prin legarea corespunzătoare a transformatoarelor de curent. În fig. 7.12 este reprezentat, cu ajutorul diagramelor vectoriale, modul în care se rezolvă această problemă pentru un transformator cu conexiuni Yd-11. S-a considerat că transformatorul este parcurs de curenţi de sarcină

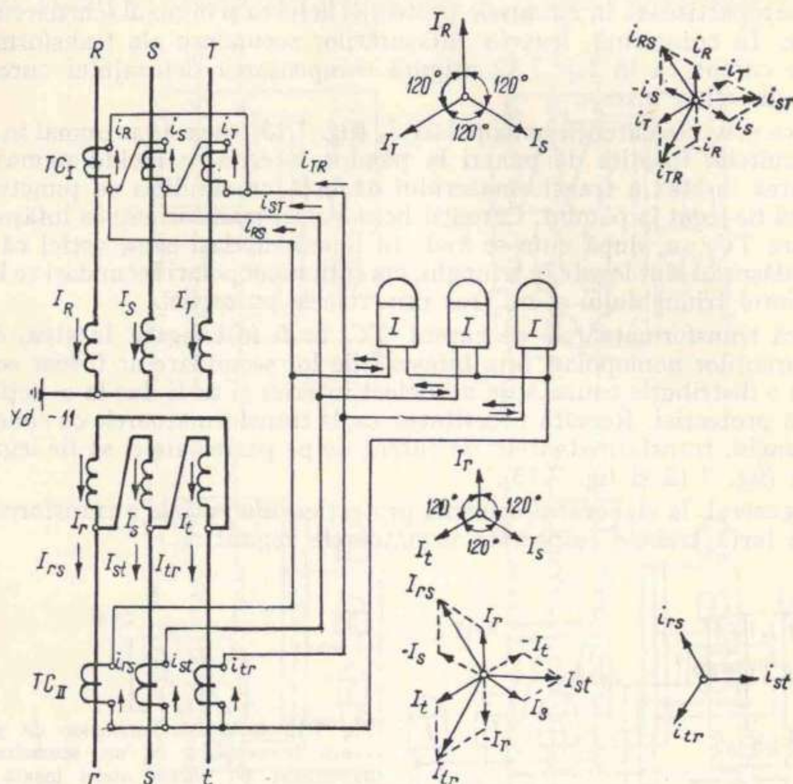


Fig. 7.12. Legarea transformatoarelor de curent pentru compensarea diferenţei de fază a curenţilor, în schema protecţiei diferenţiale.

sau de curenţi de scurtcircuit trifazat exterior. De asemenea, s-a considerat că curenţii primari şi secundari ai transformatoarelor de curent au aceleaşi faze. După cum s-a văzut şi în fig. 7.11, între curenţii pe fază $\bar{I}_R$, $\bar{I}_S$, $\bar{I}_T$ şi curenţii compuşi $\bar{I}_{rs}$, $\bar{I}_{st}$, $\bar{I}_{tr}$ există un defazaj de 30°. Acest defazaj se menţine la curenţii secundari $\bar{i}_{rs}$, $\bar{i}_{st}$, $\bar{i}_{tr}$ obţinuţi prin legarea în stea a transformatoarelor de curent TC_{11}. Pentru ca curenţii secundari de pe partea în stea a transformatorului de forţă să fie aduşi în fază cu curenţii $\bar{i}_{rs}$, $\bar{i}_{st}$, $\bar{i}_{tr}$, este necesar ca transformatoarele de curent TC_1 să aibă înfăşurările secundare legate în triunghi, ca şi înfăşurarea în triunghi a transformatorului de forţă. Această compensare asigură acţionarea corectă a protecţiei, nu numai în cazul sarci-

nilor simetrice și al scurtcircuitelor trifazate, ci și la orice fel de scurtcircuite nesimetrice sau sarcini dezechilibrate.

Corectitudinea compensării din fig. 7.12 poate fi verificată foarte ușor prin metoda componentelor simetrice. Se știe că, în cazul unui scurtcircuit nesimetric, curentul I_{sc} reprezintă suma curenților direct, invers și homopolar. Curenții direct și invers formează fiecare în parte sisteme simetrice și deci se repartizează în circuitele protecției la fel ca și în cazul scurtcircuitelor trifazate. În consecință, legarea înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent ca în fig. 7.12 asigură compensarea defazajului curenților primari direcți și inverși.

În ce privește curenții homopolari I_0 (fig. 7.13), care apar numai în cazul scurtcircuitelor însoțite de puneri la pămînt, aceștia se închid numai prin înfășurarea în stea a transformatorului de forță, cu condiția ca punctul său neutru să fie legat la pămînt. Curenții homopolari transformați în înfășurările secundare TC_1 au, după cum se vede în figură, același sens, astfel că dacă aceste înfășurări sînt legate în triunghi, curenții homopolari secundari se închid în interiorul triunghiului și nu trec prin releele protecției.

Dacă transformatoarele de curent TC_1 ar fi fost legate în stea, distribuția curenților homopolari prin înfășurările lor secundare ar fi fost echivalentă cu o distribuție cauzată de un defect interior și ar fi dus la o acționare greșită a protecției. Rezultă necesitatea ca, la transformatoarele cu conexiuni stea-triunghi, transformatoarele de curent de pe partea stelei să fie legate în triunghi (fig. 7.12 și fig. 7.13).

În general, la elaborarea schemei protecției diferențiale a transformatoarelor de forță trebuie respectate următoarele reguli:

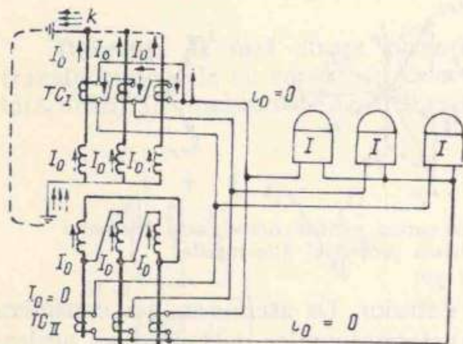


Fig. 7.13. Circulația curenților de secvență homopolară la un scurtcircuit monofazat pe partea stelei legată la pămînt a unui transformator cu clasa Yd.

— legarea transformatoarelor de curent în stea sau în triunghi trebuie să corespundă în mod riguros clasei de conexiuni a înfășurărilor transformatorului de forță;

— transformatoarele de curent legate în stea și în triunghi trebuie să fie legate între ele și la relee astfel încît, în cazul scurtcircuitelor exterioare, în conductoarele de legătură curenții secundari să aibă același sens, iar în relee sensuri contrare.

În fig. 7.14 este reprezentat modul de legare a înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent ale protecției diferențiale, pentru cele mai uzuale clase de conexiuni ale transformatoarelor de forță.

Compensarea diferenței de fază dintre curenții primari se poate face, în cazul în care se folosesc transformatoare de egalizare, prin legarea înfășu-

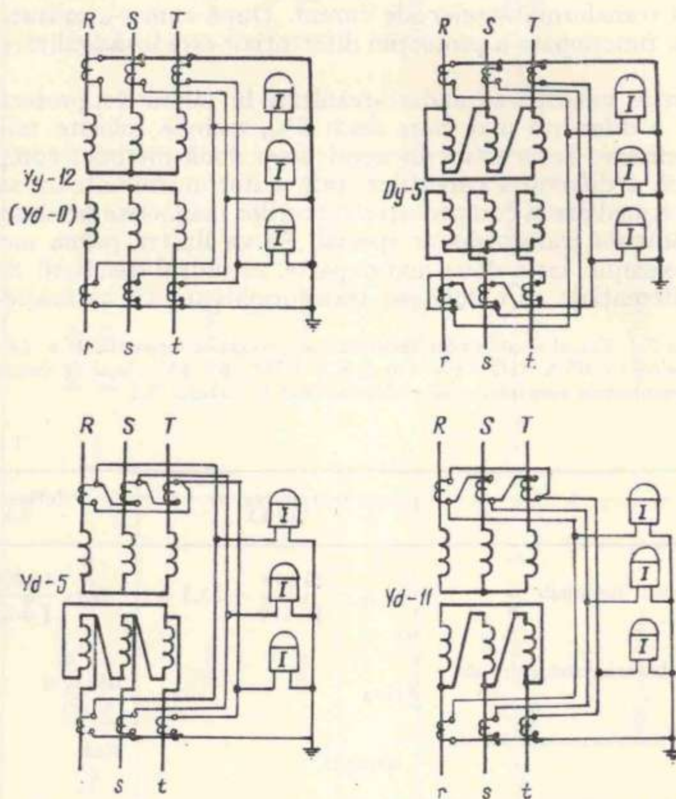


Fig. 7.14. Scheme de conexiuni ale transformatoarelor de curent pentru protecția diferențială a transformatoarelor de forță cu diferite clase de conexiuni.

rărilor acestora, după aceleași reguli ca cele folosite la schemele din fig. 7.14, *b*, *c* și *d*. În acest caz, înfășurările secundare ale transformatoarelor de curent se vor lega, pe ambele părți, în stea. Schema din fig. 7.14, *a* nu se folosește decît dacă transformatorul de forță nu are nici un punct neutru legat la pămînt; în caz contrar, pentru considerentele arătate la explicarea fig. 7.13, înfășurările secundare ale ambelor grupe de transformatoare de curent (sau ale transformatoarelor de egalizare respective) vor trebui legate în triunghi. Această ultimă observație este valabilă și trebuie respectată de asemenea în cazul autotransformatoarelor cu punctul neutru legat direct la pămînt (cum este, de exemplu, cazul unităților de 220/110 kV).

Inegalitatea curenților secundari și egalizarea lor. Cu toate că rapoartele transformatoarelor de curent se aleg în funcție de curenții nominali ai transformatorului de forță, în majoritatea cazurilor, curenții din circuitele secundare ale protecției diferențiale nu sînt egali, din cauza nepotrivirii dintre curenții nominali primari ai transformatorului de forță și ai transformatoarelor de curent standardizate și a modificării curentului secundar, de către conexiunile în triunghi ale transformatoarelor de curent. După cum s-a arătat, una dintre condițiile de funcționare a protecției diferențiale este însă egalitatea curenților secundari.

Cînd între curenții secundari rezultați în circuitele protecției diferențiale există o diferență mai mare decît 5%, trebuie folosite mijloace auxiliare de egalizare. Se practică în acest scop două metode: compensarea pe cale electrică a diferenței curenților, prin autotransformatoare sau transformatoare intermediare și compensarea fluxurilor magnetice produse de curenții secundari, într-un transformator special. Se va ilustra prima metodă acum, prin două exemple, iar a doua mai departe, în cadrul descrierii sistemelor de protecții diferențiale care folosesc transformatoare cu saturație rapidă.

Exemplul 7.1. Calculul curenților secundari ai protecției diferențiale a unui transformator cu puterea de 10 MVA, tensiunile $110 \pm 9 \times 1{,}78\% / 6{,}3$ kV, clasa de conexiuni Yd−11. Calculul, cu rezultatele respective, este sistematizat în tabelul 7.1.

Tabelul 7.1

	Înfășurarea de 110 kV	Înfășurarea de 6,3 kV
Curenți primari nominali	$I_{110} = \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52{,}5$ A	$I_6 = \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 918$ A
Conexiunile transformatorului de forță	stea	triunghi
Conexiunile transformatoarelor de curent	triunghi	stea
Rapoartele de transformare alese la transformatoarele de curent	75/5 A	1 000/5 A
Curenții secundari nominali	$i_{110} = \frac{52{,}5/\sqrt{3}}{75/5} = 6{,}05$ A	$i_6 = \frac{918}{1\,000/5} = 4{,}59$ A
Raportul de transformare necesar la transformatoarele de egalizare	$\frac{6{,}05}{4{,}59}$	

În lipsa egalizării, la sarcina nominală a trarnsfomatorului, prin releu trece curentul de diferență

$$i_d = i_{110} - i_6 = 6{,}05 - 4{,}59 = 1{,}46 \text{ A}$$

care reprezintă aproape 30% din curentul nominal.

În cazul scurtcircuitelor exterioare, acest curent crește proporțional cu curentul de scurtcircuit și, ca urmare, datorită și erorilor transformatoarelor de măsură, rezultă un curent de

Tabelul 7.2

	Partea de 220 kV	Partea de 110 kV	Înfășurarea de 10 kV
Curenții primari nominali	$I_{220} = \frac{200.10^3}{\sqrt{3}.231} = 500$ A	$I_{110} = \frac{200.10^3}{\sqrt{3}.121} = 955{,}5$ A	$I_{10} = \frac{200.10^3}{\sqrt{3}.10{,}5} = 11\,000$ A
Conexiunile autotransformatorului	stea	stea	triunghi
Conexiunile transformatoarelor de curent	stea	stea	stea
Rapoartele de transformare alese la transformatoarele de curent	600/1 A	1250/5 A	10 000/5 A
Curenții secundari nominali	$i_{220} = \frac{500}{600/1} = 0{,}834$ A	$i_{110} = \frac{955{,}5}{1250/5} = 3{,}82$ A	$i_{10} = \frac{11\,000}{10\,000/5} = 5{,}5$ A
Conexiunile transformatoarelor de egalizare	stea/triunghi	stea/triunghi	—
Raportul de transformare necesar la transformatoarele de egalizare	$\frac{0{,}834}{5{,}5/\sqrt{3}} = \frac{0{,}834}{3{,}18}$	$\frac{3{,}82}{5{,}5/\sqrt{3}} = \frac{3{,}82}{3{,}18}$	—

dezechilibru important. Egalizarea este deci necesară; partea pe care se aplică (partea pe care se instalează transformatorul de egalizare) se alege ţinîndu-se seama de puterile transformatoarelor de curent şi de curentul maxim admis al bobinelor releului diferenţial. În fig. 7.15, egalizarea se aplică pe partea de 110 kV pentru a reduce curentul secundar la o valoare sub 5,5 A, cît se consideră că este limita admisă în regim permanent, pentru bobina de frînare a releului diferenţial. Faţă de conexiunile alese la transformatoarele de curent de pe partea de 110 kV şi la transformatoarele de egalizare monofazate, acestea vor trebui să aibă raportul $n_{eg} = 6{,}05/4{,}59$. Deoarece egalizarea se face pe partea de 110 kV cu transformatoare monofazate, compensarea diferenţei de fază s-ar fi putut realiza alegînd pentru transformatoarele de egalizare conexiunea Yd—11, iar pentru înfăşurările secundare ale transformatoarelor de curent cu raportul 75/5 A, conexiunea stea. În acest caz raportul n_{eg} se modifică în mod corespunzător.

Exemplul 7.2. Calculul curenţilor secundari ai protecţiei diferenţiale a unui autotransformator cu puterea de trecere de 200/200/60 MVA, tensiunile 231 ± 12 × 1,25%/121/10,5 kV, clasa de conexiuni Y_0 (y_0) d-(12)-11. Se consideră că se foloseşte şi înfăşurarea de 10,5 kV pentru racordarea, de exemplu, a unui compensator sincron. Calculul, care se face ca şi pentru un transformator cu trei înfăşurări, este indicat în tabelul 7.2.

În acest caz (fig. 7.16), egalizarea se aplică pe părţile de 220 şi 110 kV, pentru a aduce curenţii secundari respectivi cît mai aproape de valoarea de

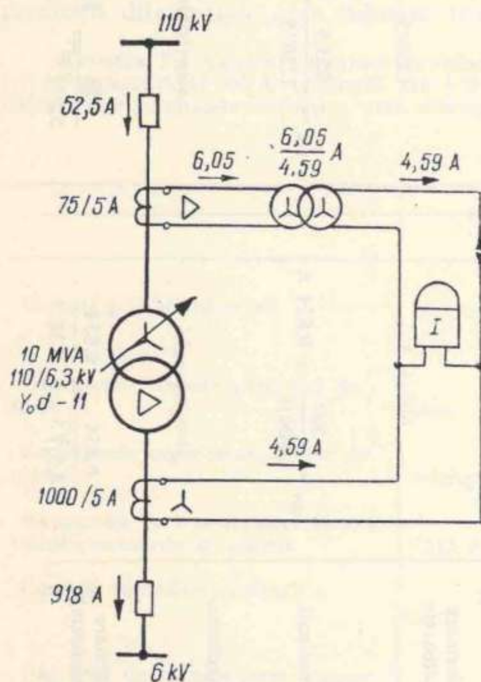


Fig. 7.15. Schema de calcul pentru egalizarea curenţilor la un transformator cu două înfăşurări.

5 A care este curentul nominal al releului diferenţial. Se va avea în vedere, ca şi în cazul precedent, să nu fie depăşită limita admisă pentru bobinele releului folosit. Pentru eliminarea componentei homopolare a curenţilor de pe părţile de 220 şi 110 kV şi de asemenea pentru compensarea diferenţei de fază, transformatoarele de egalizare monofazate vor fi legate în conexiunea Yd-11.

După cum s-a văzut din exemplul 7.2, în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor cu trei înfășurări, chiar dacă puterea nominală a uneia dintre acestea este mai mică decît a celorlalte, calculul curenților secundari ai protecției diferențiale se efectuează în funcție de aceeași putere nominală

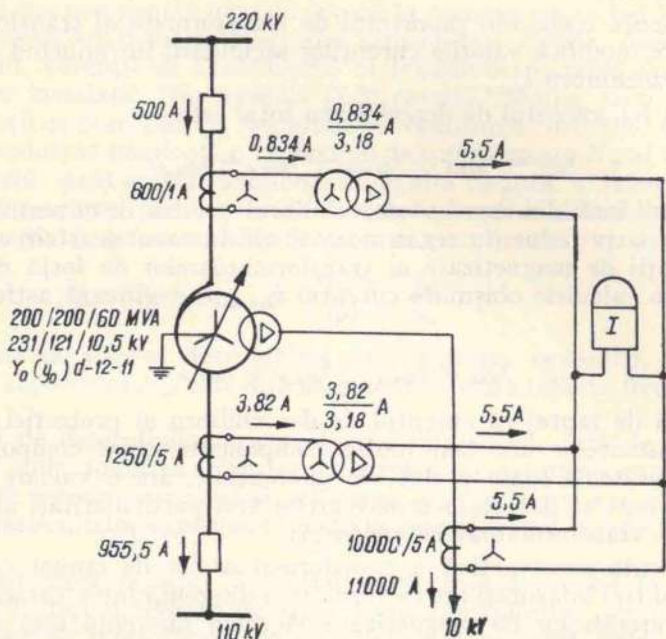


Fig. 7.16. Schema de calcul pentru egalizarea curenților la un autotransformator.

(cea mai mare), pentru toate înfășurările, deoarece, în caz de scurtcircuit, curenții primari se repartizează independent de puterile nominale ale fiecărei înfășurări.

Curenții de dezechilibru și desensibilizarea protecției față de aceștia. Apariția curenților de dezechilibru la protecția diferențială a transformatoarelor, ca și în cazul tuturor protecțiilor diferențiale, este provocată, în primul rînd, de diferența dintre curenții de magnetizare ai transformatoarelor de curent care alimentează releele protecției. Pentru un transformator cu două înfășurări, această diferență este

$$i_{dez.t} = i_{1m} - i_{2m}. \tag{7.1}$$

Spre deosebire de generatoare și linii, protecția diferențială a transformatoarelor este influențată de o serie de alți factori, care au ca efect creșterea curentului de dezechilibru, și anume:

— existența curentului de magnetizare al transformatorului de forță, care determină în releu un curent $i_{dez \cdot m}$;

— erorile de egalizare a curenţilor secundari, care determină un curent $i_{dez \cdot e}$; acestea pot fi provocate, fie de neegalitatea curenţilor secundari (în cazul cînd, diferenţa dintre ei fiind sub 5%, nu s-a făcut nici o compensare), fie de erorile introduse de transformatoarele de egalizare (în cazul cînd acestea au fost utilizate);

— existenţa reglajului raportului de transformare al transformatorului de forţă, care modifică valorile curenţilor secundari, introducînd în releu un curent de dezechilibru $i_{dez.r}$.

În acest fel, curentul de dezechilibru total este

$$i_{dez} = i_{dez.t} + i_{dez.m} + i_{dez.e} + i_{dez.r}. \tag{7.2}$$

În general însă, din cauză că dezechilibrul produs de curentul de magnetizare este relativ redus (în regim normal sau în cazul scurtcircuitelor exterioare, curenţii de magnetizare ai transformatoarelor de forţă nu depăşesc 1—3% I_n), în calculele obişnuite curentul $i_{dez.m}$ se neglijează, astfel că relaţia (7.2) devine

$$i_{dez} = i_{dez.t} + i_{dez.e} + i_{dez.r}. \tag{7.3}$$

În afară de faptul că curentul de dezechilibru al protecţiei diferenţiale a transformatoarelor are mai multe componente, chiar componenta $i_{dez \cdot t}$, care se întîlneşte la toate protecţiile diferenţiale, are o valoare mai mare. Acest ultim fapt se datoreşte următoarelor trei particularităţi ale protecţiei diferenţiale a transformatoarelor de forţă:

a. Diferenţa constructivă a transformatoarelor de curent conectate la cele două sau trei înfăşurări are ca rezultat o diferenţă între caracteristicile şi deci între curenţii lor de magnetizare. Această diferenţă este deosebit de sensibilă în cazul cînd la o tensiune sînt utilizate transformatoare de curent incluse în bornele transformatorului protejat sau în bare capsulate şi la cealaltă tensiune sînt utilizate transformatoare de curent separate.

b. Impedanţa secundară a transformatoarelor de curent şi diferenţa dintre impedanţele ramurilor protecţiei sînt mari. Impedanţa secundară sau impedanţa de sarcină a unui transformator de curent fiind formată din rezistenţa conductoarelor dintre transformatorul de curent şi releu, depinde de distanţele dintre celula de înaltă tensiune şi camera de comandă. Aceste distanţe sînt în general diferite pentru cele două sau trei tensiuni şi pot atinge uneori valori foarte mari, ca de exemplu în cazul transformatoarelor la care una dintre înfăşurări funcţionează în bloc cu o linie aeriană sau în cablu. În afară de aceasta, trebuie să se ţină seama şi de faptul că la transformatoarele de curent legate în triunghi sarcina secundară este de trei ori mai mare decît la cele legate în stea.

c. În cazul transformatoarelor cu trei înfăşurări sau al celor cu două înfăşurări dintre care una are două întrerupătoare, multiplii curenţilor de scurtcircuit exterior sînt diferiţi pentru diferitele grupe ale transformatoarelor de curent (prin una dintre ele trece suma puterilor de scurtcircuit care trec prin celelalte două), ceea ce are ca rezultat o creştere a curentului de dezechilibru $i_{dez.t}$.

După cum s-a arătat la protecţia diferenţială a generatoarelor, influenţa curenţilor de dezechilibru apare în cazul scurtcircuitelor exterioare. Densibilizarea faţă de aceşti curenţi a protecţiei diferenţiale a transformatoarelor se obţine prin mai multe căi, dintre care unele sînt cunoscute de la protecţia generatoarelor.

Prima şi cea mai simplă metodă constă în reglarea protecţiei la un curent $i_p > i_{dez}$. Aceasta are dezavantajul unei sensibilităţi reduse, deoarece, după cum s-a văzut, curenţii de dezechilibru ai transformatoarelor sînt mai mari decît ai altor instalaţii. Din formula (7.3) rezultă valorile mari la care pot ajunge curenţii de dezechilibru. S-a arătat că egalizarea curenţilor secundari se face pentru valoarea nominală a raportului de transformare N_T al transformatorului de forţă ; dacă acesta funcţionează pe altă treaptă, în releele protecţiei apare, în cazul scurtcircuitelor exterioare, un curent de dezechilibru proporţional cu treapta de tensiune ΔN_T corespunzătoare noului raport:

$$i_{dez.r} = \frac{\Delta N_T\%}{100} \cdot \frac{I_{sc}}{n_c}. \tag{7.4}$$

Compensarea acestui dezechilibru prin variaţia egalizării, corespunzător variaţiei raportului N_T, este dificilă şi nejustificată faţă de frecvenţa operaţiei.

Alte căi de desensibilizare a protecţiei diferenţiale faţă de curenţii de dezechilibru sînt: folosirea transformatoarelor cu saturaţie rapidă la care sînt conectate releele protecţiei şi utilizarea unor relee cu acţiune de frînare în cazul scurtcircuitelor exterioare, metodă care se aplică în special la transformatoare.

Indiferent dacă reglajul protecţiei se efectuează sau nu în funcţie de dezechilibru şi deci indiferent de tipul protecţiei folosite, pentru obţinerea unui coeficient de sensibilitate cît mai bun este necesară reducerea curenţilor i_{dez}, printr-o serie de măsuri. Astfel, înfăşurările transformatoarelor de curent trebuie să corespundă condiţiilor cerute de protecţia diferenţială, sau, în general, coeficientul de saturaţie să fie mai mare decît 10, la transformatoarele de curent de 6—35 kV şi mai mare decît 15, la transformatoarele de curent de 110—400 kV. Sarcinile secundare ale transformatoarelor de curent trebuie să aibă valori mai mici decît cele pentru care, la curentul maxim de scurtcircuit, eroarea de măsurare depăşeşte limita admisibilă de 10%. Pentru asigurarea acestor condiţii, transformatoarele de curent şi sarcinile lor secundare se verifică după curbele erorilor de 10% sau după caracteristicile lor de magnetizare.

7.3.3. Protecţia diferenţială cu relee de curent legate direct

Această protecţie (fig. 7.17), cunoscută sub numele de *protecţie diferenţială cu tăiere de curent*, foloseşte releele de curent simple *1* şi are un reglaj asemănător cu cel al protecţiilor cu tăiere de curent. Deosebirea constă în legarea releelor la un circuit diferenţial, pentru obţinerea unei selectivităţi complete. Protecţia are acţiunea rapidă, declanşarea comandîndu-se prin

releul intermediar 3. În schemă sînt figurate și autotransformatoarele de egalizare 4, releul de semnalizare 2 și dispozitivul de deconectare 5. Protecția diferențială se prevede, de obicei, cu un dispozitiv de deconectare cu două poziții, pentru comutarea protecției asupra semnalizării, la încercarea protecției.

La reglarea protecției se ține seama de condiția de desensibilizare a curentului de pornire i_p față de șocurile curentului de magnetizare care apar la conec-

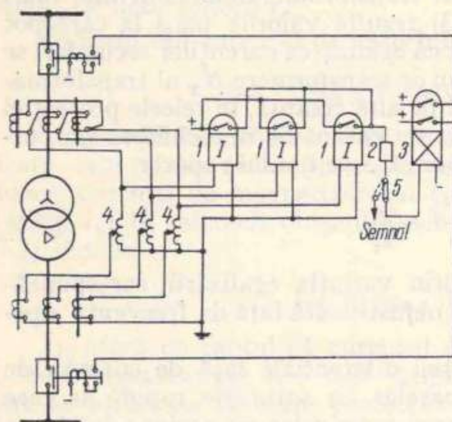


Fig. 7.17. Schema de principiu a protecției diferențiale cu tăiere de curent la un transformator cu două înfășurări.

tarea transformatorului și față de curenții de dezechilibru în cazul scurtcircuitelor exterioare. Pentru ușurarea primei condiții de desensibilizare este indicat ca releul intermediar de ieșire al protecției să aibă un timp de acționare de 0,04—0,06 s, suficient pentru depășirea vîrfurilor valorilor inițiale ale curentului de magnetizare. Cu această temporizare, curentul de pornire se poate fixa la valoarea.

$$i_p = (3 \dots 5)\frac{I_n}{n_c}. \qquad (7.5)$$

Curentul ales trebuie verificat printr-o probă de conectare a transformatorului în gol, la tensiunea nominală.

Din cauza valorii mari stabilite a curentului de pornire, protecția diferențială cu relee de curent conectate direct are o sensibilitate insuficientă în cazul scurtcircuitelor între spire. Sensibilitatea protecției se verifică calculîndu-se coeficientul de sensibilitate k_{sens} pentru cazul scurtcircuitelor bifazate în regim minimal la bornele înfășurării secundare ale transformatorului protejat, cu formula obișnuită

$$k_{sens} = \frac{I^{(2)}_{sc \cdot min}}{I_p}. \qquad (7.6)$$

În cazul cînd $k_{sens} < 1{,}5$, trebuie adoptată o altă schemă de protecție diferențială, dintre cele care vor fi descrise în continuare.

Protecția diferențială cu relee de curent conectate direct prezintă avantajele simplității și rapidității în acționare și dezavantajul sensibilității reduse. Această protecție se aplică de obicei la transformatoarele de puteri mici, la

care, din motive de selectivitate, este necesară deconectarea rapidă din ambele părţi a transformatorului defectat.

Pentru transformatoarele cu conexiuni stea-triunghi, protecţia diferenţială poate fi realizată ca în schema din fig. 7.17, adică pe trei faze sau printr-o schemă simplificată pe două faze pe partea triunghiului transformatorului de forţă, cu două sau trei relee (fig. 7.18). Schema simplificată, care permite

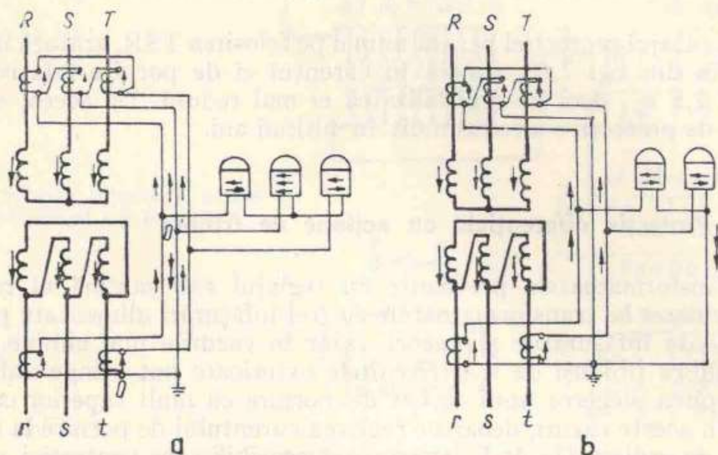


Fig. 7.18. Scheme incomplete ale protecţiilor diferenţiale: *a* — cu trei relee de curent; *b* — cu două relee de curent.

economisirea unui transformator de curent, foloseşte drept a treia fază (în cazul de faţă faza *S*), conductorul de întoarcere *OO'*. Prin aceasta circulă suma curenţilor de pe celelalte faze, cu semn schimbat, adică un curent care ar corespunde ca valoare şi sens curentului lipsă de pe faza *S*.

$$\bar{I}_{OO'} = (-\bar{I}_R) + (-\bar{I}_T) = \bar{I}_s.$$

Rezultă că în cazul oricărui scurtcircuit exterior, prin releele schemei simplificate circulă aceiaşi curenţi ca şi în cazul schemei complete.

Schema simplificată prezintă totuşi dezavantajul că nu este sensibilă la dublele puneri la pămînt pe partea triunghiului, şi anume cînd o punere la pămînt în transformator are loc pe faza fără transformator de curent. Acest defect este însă sesizat şi deconectat, fie de protecţia de gaze, fie de protecţia maximală a transformatorului şi, de aceea, dezavantajul nu este esenţial.

Schema completă se aplică întotdeauna la transformatoarele de puteri mari (peste 10 MVA), iar schema simplificată este recomandabilă pentru transformatoarele de puteri mici şi mijlocii.

7.3.4. Protecţia diferenţială cu transformatoare cu saturaţie rapidă

Principiul de funcţionare al acestei protecţii şi rolul transformatoarelor cu saturaţie rapidă au fost arătate în § 7.3.2. Se reaminteşte că legarea

releelor de curent la circuitul diferențial prin intermediul *TSR* permite realizarea unei protecții diferențiale simple și rapide, insensibilă la curenții de dezechilibru și la șocurile curenților de magnetizare.

Aceste transformatoare intermediare au și avantajul că prin prevederea, pe miezul lor, a unor înfășurări speciale cu prize, permit realizarea egalizării curenților secundari prin compensarea fluxurilor magnetice produse de aceștia.

Dezavantajul protecției bazată numai pe folosirea TSR, arătată în schema de principiu din fig. 7.10, constă în curentul ei de pornire relativ ridicat, de ordinul 1,5 I_n, deci în sensibilitatea ei mai redusă. De aceea, utilizarea unei astfel de protecții s-a redus mult în ultimii ani.

7.3.5. Protecția diferențială cu acțiune de frînare

La transformatoarele prevăzute cu reglajul sub sarcină al raportului de transformare, la transformatoarele cu trei înfășurări alimentate prin două sau prin toate înfășurările și uneori chiar în cazurile mai simple, curenții de dezechilibru produși de scurtcircuitele exterioare pot atinge valori mari, care să impună alegerea unui curent de pornire cu mult superior curentului nominal. În aceste cazuri, deoarece reglarea curentului de pornire la o valoare mai mare, de ordinul (3...4) I_n, micșorează sensibilitatea protecției, se aplică sistemul de protecție cu acțiune de frînare.

Principiul de funcționare a acestei protecții a fost descris pe larg în subcap. 6.2. Caracteristicile de funcționare sînt diferite, depinzînd de modul de alimentare a transformatorului protejat (alimentare uni sau bilaterală), de locul scurtcircuitului (interior sau exterior), de genul scurtcircuitului (mono-, bi-, sau trifazat), de curentul de pornire pentru frînare nulă și de coeficientul de frînare. Sensibilitatea acționării protecției, în cazul defectelor situate în zona protejată și selectivitatea, în cazul scurtcircuitelor exterioare, se obțin alegîndu-se un coeficient de frînare, $k_f = 0,3 ... 0,6$ și un curent de pornire $i_{p.o} = (0,3 ... 0,5)\ i_n$.

Acțiunea frînării nu elimină însă posibilitatea acționării releului sub influența șocurilor curentului de magnetizare. Pentru îndepărtarea acestui pericol există mai multe metode de realizare a protecției diferențiale cu acțiune de frînare. Dintre acestea, vor fi descrise două: utilizarea transformatoarelor cu saturație rapidă și blocare cu ajutorul armonicelor superioare.

Protecția diferențială cu frînare și transformatoare cu saturație rapidă poate fi considerată o protecție completă, deoarece întrunește în același aparat cele două sisteme menționate, care asigură atît selectivitatea în cazul scurtcircuitelor exterioare, cît și desensibilizarea față de șocurile curentului de magnetizare. O astfel de protecție poate fi realizată cu releul tip RDS-3, construit în țara noastră. Releul, construit ca element monofazat (fig. 7.19 și 7.20) se compune dintr-un element de execuție, care este un releu electromagnetic de curent și un transformator cu saturație rapidă (TSR). Transformatorul TSR are cinci înfășurări, dispuse pe cele trei coloane ale miezului magnetic în felul următor: pe coloana din mijloc se află înfășurarea de lucru w_l,

constînd din două secții separate w_e' și w_e'' care pot fi folosite pentru egalizarea curenților secundari și o secție comună diferențială, w_d; pe coloanele extreme sînt așezate înfășurările de frînare w_f și secundară w_s, împărțite fiecare în cîte două secții cu același număr de spire și așezate ca în figură.

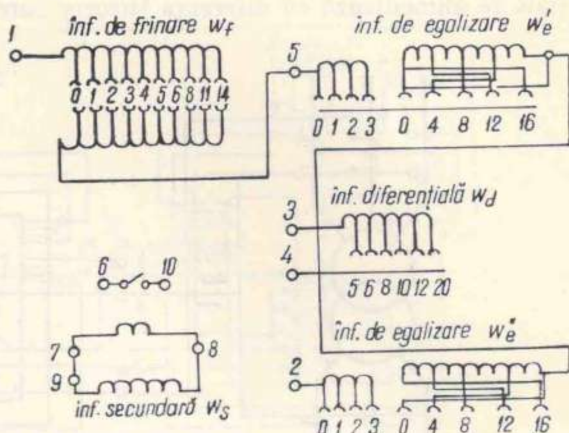


Fig. 7.19. Schema interioară a releului diferențial tip RDS-3.

Releul de curent este legat la înfășurarea secundară. Toate înfășurările, cu excepția celei secundare, au prize care permit reglarea în trepte a parametrilor releului; curentul de pornire se reglează cu ajutorul prizelor înfășurării diferențiale, între 3 și 12 A, conform tabelului 7.3.

Tensiunea magnetomotoare de lucru este deci de 60 A.sp.

Cu ajutorul prizelor înfășurărilor de egalizare, numărul de spire poate fi reglat din unitate în unitate. Coeficientul maxim de egalizare care poate fi obținut are valoarea 2. Curentul admisibil de durată al înfășurărilor este de 10 A.

Protecția cu RDS-3, realizată de obicei cu trei relee, este destinată transformatoarelor cu două înfășurări, dar poate fi folosită în anumite condiții, specificate mai jos și la transformatoarele cu trei înfășurări.

În cazul unui transformator cu două înfășurări, înfășurarea de frînare poate fi legată pe orice parte, fiind preferabilă partea care în cazul unui scurtcircuit interior dă un curent mai mic, pentru a exista o sensibilitate mai

Tabelul 7.3

Numărul de spire w	20	13	10	8	6	5
Curentul de pornire i_p	3	4,5	6	7,5	10	12

bună; pentru egalizare se folosește o singură înfășurare. De exemplu, la transformatorul din fig. 7.20, alimentat numai dintr-o singură parte, înfășurarea de frînare este legată pe partea fără sursă.

Schema de legare a releului RDS-3 la un transformator cu trei înfășurări, la care sursa de alimentare este legată la înfășurarea I este reprezentată

în fig. 7.21. Înfășurarea de frînare se leagă pe partea alimentării cînd există o singură sursă (sau mai multe surse, dar numai una dintre ele este sursă principală) și pe partea sarcinii, cînd există două surse. Înfășurările de egalizare se leagă pe părțile cu curenți secundari mai mici, iar înfășurarea diferențială se alimentează cu diferența tuturor curenților secundari.

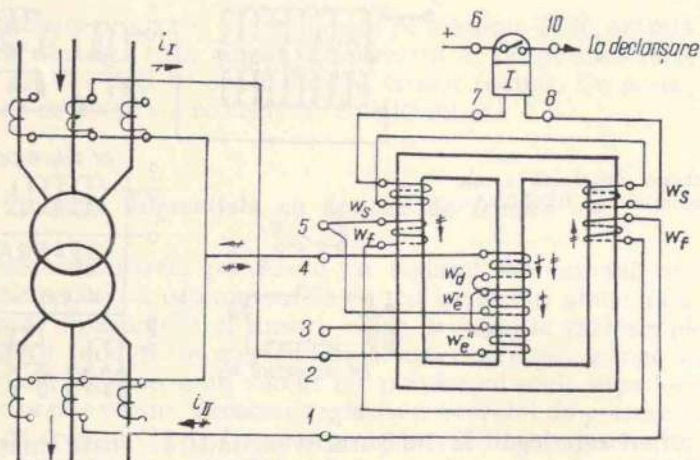


Fig. 7.20. Protecția diferențială a unui transformator cu două înfășurări, cu releu tip RDS-3.

În cazul unui scurtcircuit exterior, prin înfășurarea de frînare circulă curentul secundar de scurtcircuit, care produce un flux magnetic care se închide prin coloanele laterale și care induce tensiuni electromotoare în cele două secții ale înfășurării w_s. Datorită dispoziției celor două secții, t.e.m. respective sînt antagoniste și deci t.e.m. rezultantă la bornele releului este nulă. În acest mod, curentul de frînare servește numai la magnetizarea pînă la saturație a coloanelor laterale, micșorînd astfel permeabilitatea magnetică și înrăutățind raportul curenților din înfășurările w_l și w_s.

Prin înfășurarea de lucru circulă curentul de dezechilibru, care produce de asemenea un flux care se închide prin coloanele laterale ale miezului. Acest flux induce t.e.m. de același sens în cele două secții ale înfășurării w_s și ca urmare în bobina releului ia naștere un curent.

Valoarea curentului i_l din înfășurarea de lucru, capabil să producă un curent care să determine acționarea releului, este în funcție de acțiunea de magnetizare a miezului, provocată de curentul i_f din înfășurarea de frînare. Dependența dintre tensiunea magnetomotoare de lucru $(Iw)_l$ și tensiunea magnetomotoare de frînare $(Iw)_f$, care constituie și caracteristica de frînare a releului RDS-3, este reprezentată în fig. 7.22, pentru două valori ale unghiului dintre curenții i_l și i_f.

În cazul scurtcircuitelor exterioare, curentul i_{sc} care trece prin înfășurarea w_f este mult mai mare decît curentul i_{dez} care trece prin înfășurarea w_l și releul nu acționează. În cazul scurtcircuitelor interioare, curentul

prin înfăşurarea w_l este cel puţin egal cu curentul prin înfăşurarea w_f şi, după cum reiese din curbele de frînare, releul acţionează.

Desensibilizarea releului faţă de şocul curentului de magnetizare este obţinută prin aceea că releul este alimentat prin transformatorul cu saturaţie rapidă. Egalizarea curenţilor secundari se face prin echilibrarea acţiunilor

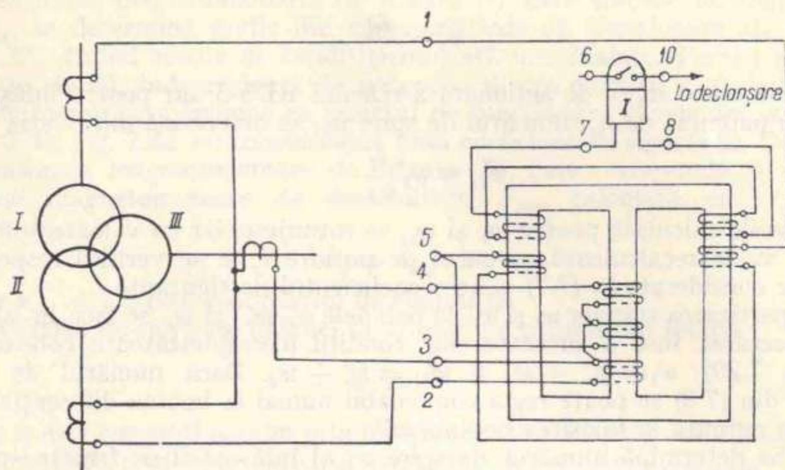


Fig. 7.21. Protecţie diferenţială a unui transformator cu trei înfăşurări, cu releu tip RDS-3

de magnetizare ale acestor curenţi, care parcurg înfăşurările w'_e şi w''_e. Stabilirea parametrilor de reglaj ai releului RDS-3, pentru un transformator cu două înfăşurări, se efectuează în ordinea următoare:

a. Se calculează curenţii secundari nominali i_I şi i_{II} (corespunzători poziţiei medii a comutatorului de reglare a raportului de transformare),

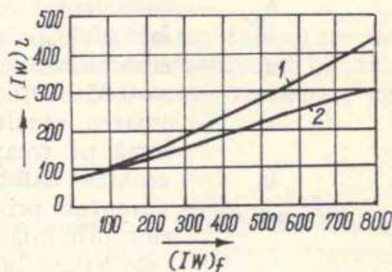


Fig. 7.22. Caracteristicile de funcţionare ale releului tip RDS-3:
1 — curba $(Iw)_l = f[(Iw)_f]$, pentru $\varphi = 10°$; 2 — curba $(Iw)_l = f[(Iw)_f]$, pentru $\varphi = 80°$; φ = unghiul de defazaj între curenţii $\bar{i}_l$ şi $\bar{i}_f$.

ţinîndu-se seama de conexiunea înfăşurărilor secundare ale transformatoarelor de curent (v. exemplul 7.1).

b. Se calculează o valoare preliminară pentru curentul de pornire cu relaţia

$$i_p = (1{,}3 \dots 1{,}5)\, i, \tag{7.7}$$

în care i este valoarea cea mai mare dintre i_{I} și i_{II}; presupunînd $i_{I} > i_{II}$, rezultă că $i_p = (1,3 ... 1,5)\ i_{I}$.

c. Se determină numerele de spire ale înfășurărilor de lucru. Pentru înfășurarea de lucru parcursă de curentul i_{I}, numărul de spire w_I se calculează cu formula.

$$w_{I} = \frac{60}{i_p} \tag{7.8}$$

în care 60 este t.m.m. de acționare a releului RDS-3, iar pentru înfășurarea de lucru parcursă de i_{II}, numărul de spire w_{II} se determină din relația

$$w_{II} = w_{I}\ \frac{i_{I}}{i_{II}}\,. \tag{7.9}$$

Valorile calculate pentru w_{I} și w_{II} se rotunjesc, iar cu valoarea obținută pentru w_{I} se recalculează curentul de pornire i_p și se verifică respectarea limitelor considerate în (7.7) pentru coeficientul de siguranță.

Repartizarea spirelor w_{I} și w_{II} la bobinele w_e', w_e'' și w_d se face la alegere, cu respectarea însă a următoarelor condiții (corespunzătoare conexiunilor din fig. 7.20): $w_{I} = w_e'' + w_d$ și $w_{II} = w_e' + w_d$. Dacă numărul de spire, obținut din (7.8) se poate regla convenabil numai la bobina diferențială w_d, se poate renunța la folosirea bobinei w_e''.

d. Se determină numărul de spire w_f al înfășurării de frînare, punînd condiția ca în cazul scurtcircuitelor exterioare cele mai defavorabile, punctul de funcționare a releului să fie în zona de blocare a caracteristicii de funcționare. În acest scop se calculează curentul de dezechilibru din circuitele protecției diferențiale, în cazul unui scurtcircuit maxim exterior, cu formula

$$i_{dez} = (k_{id} k_{ap} \varepsilon_t + \varepsilon_r + \varepsilon_e)\ \frac{I_{sc.max.ext.} k_{sch}}{n_c} \tag{7.10}$$

în care: k_{id} este coeficientul de indentitate al transformatoarelor de curent ($k_{id} = 1$);

k_{ap} — coeficientul de aperiodicitate ($k_{ap} = 1 ... 2$); în cazul de față, folosindu-se TSR, $k_{ap} = 1$;

ε_t — eroarea admisibilă a transformatoarelor de curent; ($\varepsilon_t = 0,05 ... 0,1$;

ε_r — eroarea rezultată din funcționarea transformatorului de forță pe treapta extremă a raportului de transformare;

ε_e — eroarea datorită egalizării incomplete;

$I_{sc.max.ext.}$ — curentul primar maxim de scurtcircuit trifazat exterior, prin înfășurarea transformatorului la care, în secundar, este legată bobina de frînare;

k_{sch} — coeficientul de schemă, corespunzător conexiunii transformatoarelor de curent ($k_{sch} = \sqrt{3}$, pentru conexiunea în triunghi și $k_{sch} = 1$, pentru conexiunea în stea);

n_c — raportul transformatoarelor de curent.

Acest curent determină o tensiune magnetomotoare (t.m.m.) de dezechilibru:

$$F_{dez} = w_l' \cdot i_{dez} \tag{7.11}$$

unde w_l' este numărul spirelor care participă la crearea F_{dez}; în calculele practice acesta se ia egal cu numărul total al spirelor de lucru $(w_d + w_e)$ de pe aceeași parte unde este conectată înfășurarea de frînare.

Tensiunea magnetomotoare de frînare F_f, care trebuie să compenseze pe F_{dez}, se determină grafic din caracteristicile de funcționare ale releului (fig. 7.22), ținînd seama de condiția enunțată mai înainte. Pentru a obține o frînare sigură, independentă de defazajul dintre curenții i_l și i_f, această condiție înseamnă a impune ca punctul de funcționare al releului să fie sub curba *2* din fig. 7.22, cu considerarea unui coeficient de siguranță. De aceea, din tensiunea magnetomotoare de frînare F_f', care corespunde pe curba *2* tensiunii magnetomotoare de dezechilibru F_{dez}, calculată cu (7.11), se deduce F_f:

$$F_f = k_{sig} \cdot F_f'$$

în care $k_{sig} = 1{,}5$ este coeficientul de siguranță.

Numărul de spire ale bobinei de frînare va rezulta din relația

$$w_f = \frac{F_f}{i_f} \tag{7.12}$$

în care i_f este curentul maxim prin înfășurarea de frînare în cazul unui scurtcircuit exterior, deci este curentul secundar dedus din $I_{sc.max.ext}$, calculat pentru determinarea i_{dez} cu formula (7.10).

e. Verificarea sensibilității protecției, reglată cu parametrii calculați la punctele b, c și d se efectuează cu formula.

$$k_{sens} = \frac{F_{a.min}}{F_p} = \frac{\Sigma(w_a i_{sc.min})}{F_p} \tag{7.13}$$

în care: $F_{a.min}$ este tensiunea magnetomotoare minimă de acționare;

w_a — numărul spirelor de lucru de pe fiecare parte a transformatului protejat, parcurse de curenții secundari respectivi de defect;

$i_{sc.min}$ — curentul secundar de defect prin fiecare înfășurare de lucru, dedus din curentul minim de scurtcircuit bifazic, interior, prin transformatorul de curent respectiv, cu ajutorul formulei cunoscute

$$i_{sc.min} = \frac{I^{(2)}_{sc.min} \cdot k_{sch}}{n_c};$$

F_p — tensiunea magnetomotoare minimă de pornire a releului.

Calculul tensiunii magnetomotoare F_p se efectuează în funcție de regimul de scurtcircuit minim considerat și de modul de conectare a înfășurării de frînare. În cazul în care înfășurarea de frînare nu este parcursă de nici un curent, deci frînarea este nulă, $F_p = 60$ A. (t.m.m. minimă de pornire a releului RDS-3). În cazul în care înfășurarea de frînare este parcursă de curentul de defect, F_p se determină cu ajutorul caracteristicii de funcționare a releului în modul următor:

— se calculează t.m.m. de frînare produsă, cu formula:

$$F_f = w_f i_{sc.min} \tag{7.14}$$

în care w_f, reprezintă numărul de spire ale înfășurării de frînare, parcurse de curentul secundar de defect $i_{sc.min}$ în regim minim;

— pe curba *1*, caracteristica frînării maxime din fig. 7.22, se determină F_p necesară pentru pornirea releului, corespunzătoare lui F_f.

Dacă condiția de sensibilitate $k_{sens} \geqslant 1,5$ nu este satisfăcută, trebuie refăcut calculul alegînd pentru i_p o valoare mai mică sau reducînd acțiunea frînării în cazul scurtcircuitelor interioare.

În cazul transformatoarelor cu trei înfășurări, etapele calculului și formulele folosite sînt aceleași ca și în cazul transformatoarelor cu două înfășurări, cu următoarele precizări:

— alegerea curentului i pentru aplicarea formulei (7.7) se face între curenții i_{I}, i_{II}, i_{III};

— numărul spirelor de lucru corespunzătoare celei de a treia înfășurări a transformatorului protejat se calculează aplicînd relația (7.9);

— deoarece la transformatoarele cu trei înfășurări sînt necesare de obicei două egalizări de curenți secundari, transformatorul de curent al cărui curent secundar este cel mai mare se leagă direct la bobina w_d (ca de exemplu, transformatorul de curent al înfășurării III din fig. 7.21);

— la transformatoarele cu cel puțin două surse, verificarea sensibilității se face atît față de scurtcircuitele interioare la care participă înfășurarea de frînare, cît și față de scurtcircuitele interioare, pe acele părți a transformatorului protejat pentru care frînarea este nulă.

Protecție diferențială cu frînare și cu blocare prin armonici superioare. Ca exemplu de realizare se vor prezenta releul tip RDS-4, fabricat de IRME și releul tip RQS4 T1, fabricat de EAW(RDG).

După cum s-a arătat la subcap. 6.2, unde a fost descris principiul său de funcționare, releul diferențial static RDS-4 face parte din categoria releelor la care acțiunea de frînare asupra organului de măsură este efectuată de către un cuplu proporțional cu suma curenților secundari din ramurile protecției. Caracteristicile de funcționare ale releului au fost reprezentate în fig. 6.7. Pentru blocarea protecției la apariția șocurilor de magnetizare, care se produc la conectarea transformatorului sub tensiune în gol sau la revenirea tensiunii după un scurticircuit în rețea, s-a avut în vedere faptul că, spre deosebire de curenții de scurtcircuit, curenții de șoc de magnetizare conțin într-o proporție însemnată armonice de ordinul doi. De aceea, releele RDS-4 sînt prevăzute cu un filtru de armonică a doua care este folosit numai în schema de protecție a transformatoarelor (fig. 7.23 și 7.24).

Filtrul este format din patru circuite rezonante C, L alimentate de înfășurările secundare ale unui transformator intermediar T_f care are două înfășurări primare conectate astfel, încît să se obțină o sensibilitate mărită la curenții de armonică a doua (în schema din fig. 7.23 cu diferența $\bar{i}_R - \bar{i}_T$).

Cele patru circuite rezonante sînt acordate pe frecvențele de 50,100 și 150 Hz, variația sensibilității generale a filtrului putîndu-se obține prin modificarea spirelor secundare ale transformatorului de intrare T_f și a raportului de transformare al transformatorului de adaptare T_a. Ieșirea filtrului este conectată prin intermediul unei punți de redresare în brațul antagonist al balanței electrice care alimentează elementul sensibil al releului, *EPS*. Acesta

acționează asupra releului *RI* prin care se comandă declanșarea întrerup-toarelor transformatorului.

Releul diferențial, în varianta constructivă RDS-4T, este destinat transformatoarelor cu două și cu trei înfășurări. În fig. 7.23 este reprezentată schema trifilară a protecției unui transformator cu două înfășurări în care,

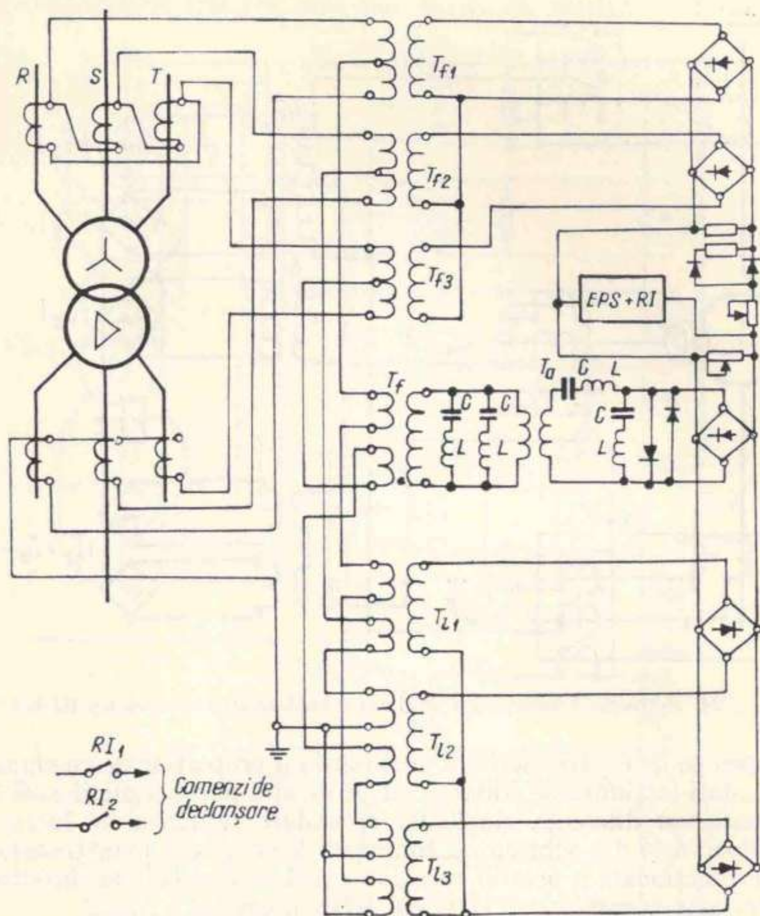


Fig. 7.23. Protecția diferențială a unui transformator cu două înfășurări, cu releu tip RDS-4 T.

pentru simplificarea schemei, nu s-au mai figurat transformatoare de egalizare, compensarea defazajului curenților primari făcîndu-se prin legarea corespunzătoare a transformatoarelor de curent. În schema protecției diferențiale a unui autotransformator avînd înfășurarea terțiară folosită, reprezentată monofilar în fig. 7.24, transformatoarele de egalizare prevăzute au și rolul de a elimina, prin conexiunea triunghi a înfășurărilor secundare, componenta homopolară a curentului de scurtcircuit exterior. În felul

acesta se evită, ca în cazul unor astfel de defecte, protecţia să funcţioneze greşit

Releul RQS4T1 este varianta pentru transformatoare a unei familii de relee diferenţiale cu acţiune de frînare (fig. 7.25). Releul, construit în execuţie trifazată, are ca organ de măsură un releu foarte sensibil de curent con-

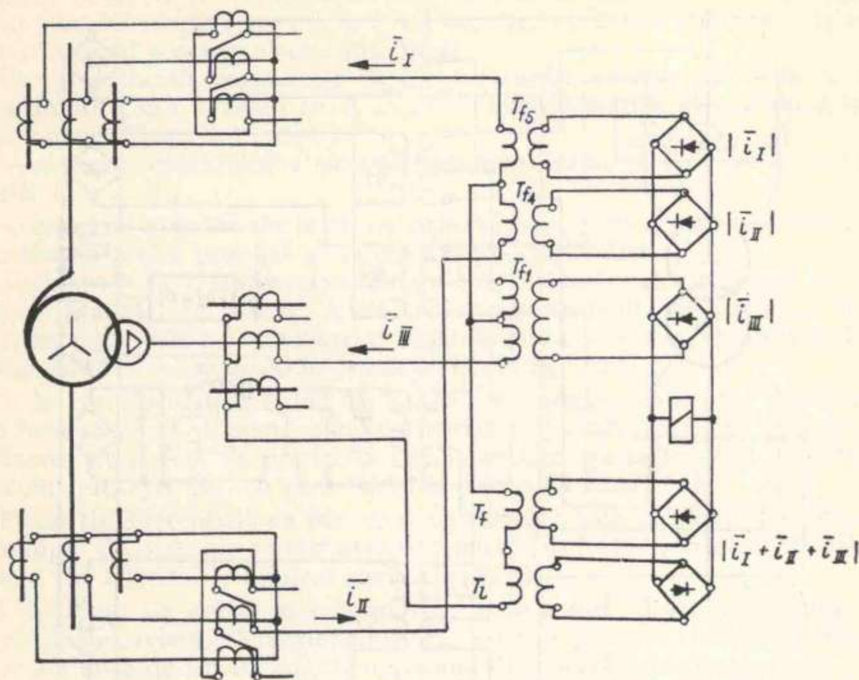


Fig. 7.24. Protecţia diferenţială a unui autotransformator cu releu tip RDS-4 T.

tinuu, supus pe de o parte acţiunii unei tensiuni proporţionale cu suma curenţilor secundari (acţiunea de frînare), iar pe de altă parte acţiunii unei tensiuni proporţionale cu diferenţa curenţilor secundari (acţiunea de lucru). După cum se observă şi din schema de conexiuni a protecţiei unui transformator, modul de funcţionare a acestui releu, în cazul scurtcircuitelor interioare sau exterioare, este aceeaşi ca şi la releul RDS-4.

Blocarea funcţionării releului sub acţiunea şocului dat de curentul de magnetizare se efectuează de asemenea, cu ajutorul armonicii de ordinul doi, prezentă în acest curent. Dispozitivul de blocaj este format din releul de curent continuu V, alimentat prin intermediul a două punţi de redresoare cu o tensiune proporţională cu curentul $(\bar{i}_R - \bar{i}_T)$, furnizat de transformatorul cu două înfăşurări primare T_b. Releul V, prin contactul său normal închis, întrerupe circuitul operativ al releului intermediar de ieşire E, pînă la amortizarea armonicii de ordinul doi din curentul de magnetizare.

Caracteristicile de funcţionare ale releului RQS4T1, pentru un curent de pornire $i_{p.o} = 0{,}22$ A, alimentare unilaterală şi scurtcircuit trifazat, sînt

reprezentate în fig. 7.26. După cum se observă, curbele au aceeași alură ca la releul RDS-4, întîlnită de altfel la toate releele cu acțiune de frînare prin curenți redresați. Panta curbei (coeficientul de frînare, k_f), în a doua parte a ei, este reglabilă între $k_f = 0{,}3$ și $k_f = 0{,}6$. În cazul scurtcircuitelor bifazate sau monofazate, frînarea este mai puternică, pentru un același curent

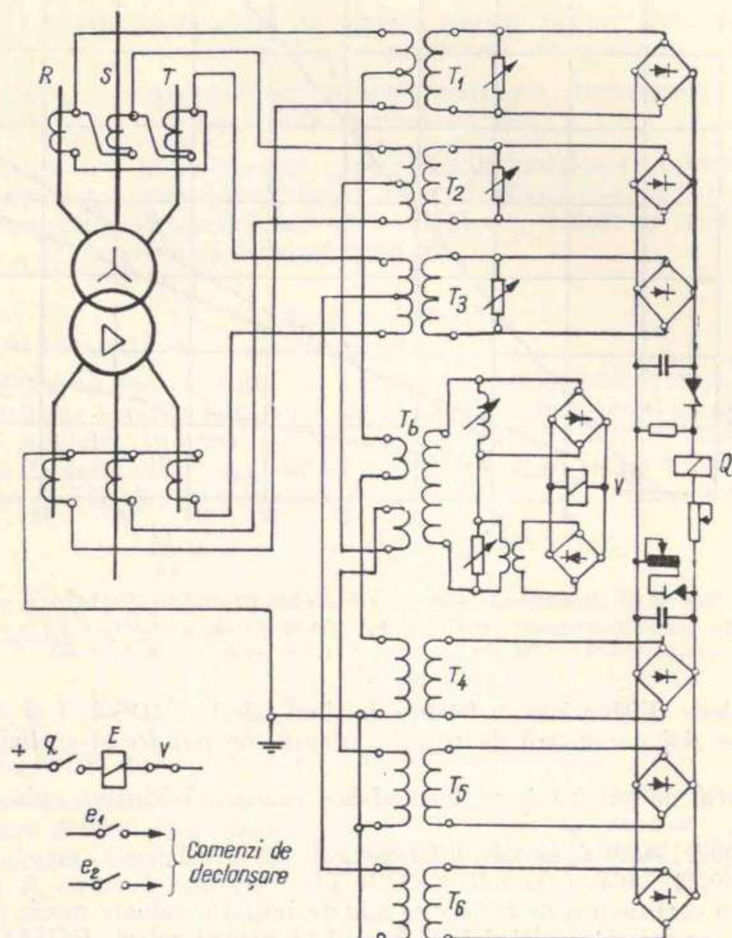


Fig. 7.25. Protecția diferențială a unui transformator cu două înfășurări cu releu tip RQS4T1.

de frînare fiind necesar, pentru închiderea contactului releului, un curent de lucru cu circa 20%, respectiv 40% mai mare, decît în cazul unui defect trifazat. În cazul unei alimentări bilaterale simetrice, caracteristicile de funcționare ale releului devin drepte paralele cu axa curentului i_f, fiind plasate în continuarea primei porțiuni, orizontale, a caracteristicilor din fig. 7.26.

Alte relee diferenţiale cu acţiune de frînare şi blocare prin armonici superioare, folosind ca organe de măsură relee de curent continuu, sînt releele tip R 21 T (construit de fabrica ZPA din R.S.Cehoslovacă) şi de tip D2 (fabricat de firma BBC).

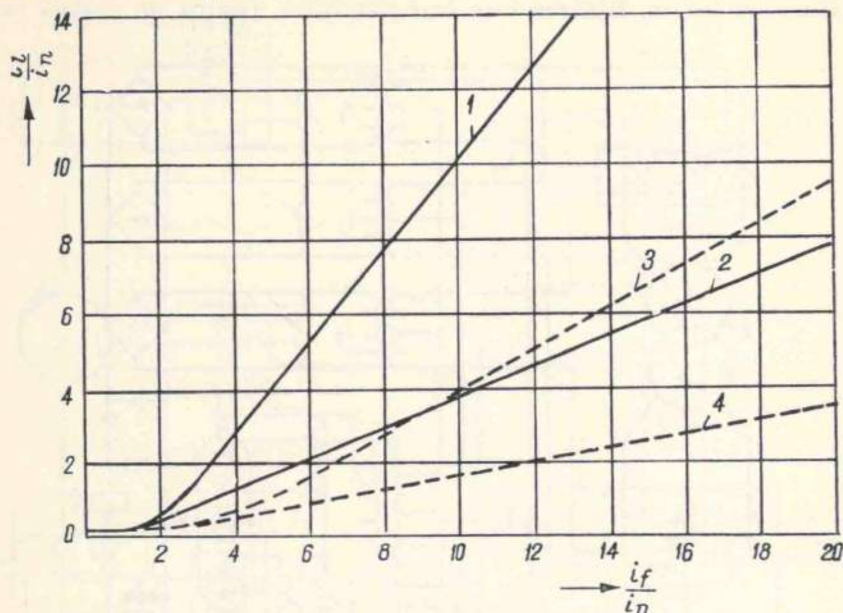


Fig. 7.26. Caracteristicile de funcţionare ale releului tip RQS4T1: 1 – curba pentru scurtcircuit exterior şi $k_f = 0,6$; 2 – idem, pentru $k_f = 0,3$; 3 – curba pentru scurtcircuit interior şi $k_f = 0,6$; 4 – idem, pentru $k_f = 0,3$.

La releele diferenţiale cu frînare de tipul releelor RDS-4 T şi RQS4T1 se stabilesc doi parametrii de reglaj: curentul de pornire şi coeficientul de frînare.

Curentul de pornire i_p se determină, considerînd frînarea nulă, cu relaţiile:

$i_p = (0,2 ... 0,5)\ i_n$ la releul RDS-4;

$i_p = (0,22 ... 0,4)\ i_n$ la releul RQS4 T1.

Pentru coeficientul de frînare se admite iniţial o valoare medie şi anume $k_f = 0,63$ pentru releul RDS-4 şi $k_f = 0,45$ pentru releul RQS4T1, după care se efectuează verificarea prin calcul a coeficienţilor de sensibilitate şi de siguranţă.

Verificarea sensibilităţii se face pentru tipul de scurtcircuit pentru care, în cazul unui defect interior la capătul zonei protejate, sensibilitatea releului este minimă. Dacă releul are aceiaşi sensibilitate pentru oricare dintre scurtcircuite, se calculează curentul de scurtcircuit bifazat în regim minim; în caz contrar, se consideră acel scurtcircuit pentru care, unei anumite frînări alese la început îi corespunde curentul de lucru cel mai mare pe curba de funcţionare a releului. Din $I_{sc.min}$ astfel determinat, se calculează curenţii

secundari reali de lucru i_l și de frînare i_f. De exemplu, pentru regimul de funcționare cu alimentare unilaterală, care corespunde în majoritatea cazurilor unui regim minim de funcționare, $i_l = i_f$ se deduc din relația:

$$i_l = i_f = \frac{I_{sc \cdot min} k_{sch}}{n_c n_e} \qquad (7.15)$$

în care: k_{sch} este coeficientul de schemă corespunzător conexiunii transformatoarelor de curent sau de egalizare;

n_c și n_e — rapoartele de transformare ale transformatoarelor de curent și de egalizare.

La frînarea dată de curentul i_f, pe curba de funcționare a releului pentru defecte interioare (corespunzătoare k_f ales) îi corespunde un curent necesar pentru acționare, i_l'. Coeficientul de sensibilitate, definit ca raportul dintre curenții i_l și i_l' trebuie să satisfacă condiția

$$k_{sens} = \frac{i_l}{i_l'} \geqslant 1{,}5.$$

Verificarea coeficientului de siguranță se calculează pentru un scurtcircuit trifazat exterior la capătul zonei protejate, în regimul maxim de funcționare a rețelei. În acest caz, asupra releului acționează în sensul pornirii, curentul de dezechilibru i_{dez}, definit mai înainte și în sensul frînării, curentul de frînare i_f calculat cu relația

$$i_f = i_{Isc} + i_{IIsc} \qquad (7.16)$$

în care: i_{Isc} și i_{IIsc} sînt curenții secundari în ramurile protecției deduși din $I_{sc.max.ext}$, cu ajutorul relației

$$i_{sc} = \frac{I_{sc.max.ext.} k_{sch}}{n_c n_e} \qquad (7.17)$$

[unde k_{sch}, n_c și n_e au aceeași semnificație ca în relația (7.15)].

Pentru curentul i_{dez} calculat, corespunde pe curba de funcționare a releului pentru defecte exterioare și k_f ales, un curent i_f', necesar pentru frînarea releului. Coeficientul de siguranță, definit ca raportul dintre i_f și i_f' trebuie să satisfacă condiția

$$k_{sig} = \frac{i_f}{i_f'} \geqslant 1{,}3.$$

Dacă valorile obținute pentru k_{sens} și k_{sig} sînt nesatisfăcătoare se modifică în mod corespunzător valorile alese pentru i_p și k_f.

În cazul transformatoarelor cu trei înfășurări trebuie dată o atenție deosebită la alegerea locurilor de defect pentru care se calculează curenții de scurtcircuit în regim maxim și minim și la alegerea regimului de funcționare, mai ales dacă transformatorul are surse pe mai multe înfășurări.

7.3.6. Aprecieri generale asupra protecției diferențiale a transformatoarelor

Față de protecția de gaze, protecția diferențială prezintă avantajul că asigură deconectarea rapidă și selectivă a transformatorului atît în cazul defectelor interne, cît și în cazul scurtcircuitelor la borne sau pe circuitele de legătură cu întreruptoarele.

Realizarea unei protecții diferențiale care să satisfacă toate condițiile de selectivitate, sensibilitate și rapiditate, mai ales la transformatoarele mari cu reglaj sub sarcină, cu mai multe înfășurări și cu surse multiple, necesită măsuri care complică și scumpesc protecția. În plus, protecția diferențială necesită instalarea, la toate înfășurările transformatorului, a unor transformatoare de curent care să îndeplinească condiții speciale. Toate acestea constituie dezavantaje ale protecției diferențiale, care au determinat în ultimii ani căutarea unei soluții mai simple.

7.4. PROTECȚIA DE CUVĂ ÎMPOTRIVA DEFECTELOR INTERNE CU PUNERE LA PĂMÎNT

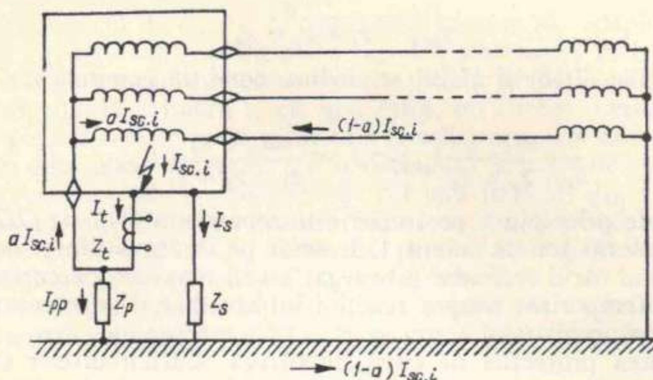
Din practică s-a constatat că marea majoritate a defectelor din transformatoare, chiar scurtcircuitul între spire, sînt însoțite de distrugerea izolației față de masă (cuva sau miezul de fier). Prin legătura stabilită accidental între părțile conducătoare, aflate sub tensiune, ale transformatorului și părțile metalice legate la priza de pămînt circulă un curent. Apariția acestui curent stă la baza principiului de funcționare a unei noi protecții, mai simple a transformatoarelor, numită *protecție de cuvă*.

Curentul de închidere la pămînt va avea o mărime care depinde în primult rînd de următorii factori: modul de tratare a neutrelor rețelelor la care este racordat transformatorul, regimul de funcționare a neutrelor înfășurărilor transformatorului și locul defectului la pămînt (sau la masă), interior sau exterior transformatorului.

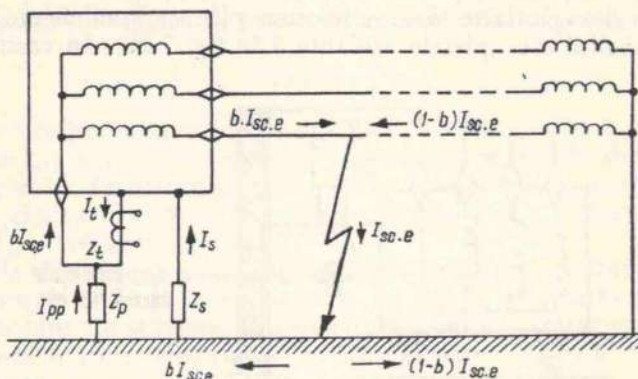
La transformatoarele care funcționează în rețele cu neutrul izolat sau legate la pămînt printr-o impedanță mare, valoarea curenților care apar la o punere la pămînt este mică și nu poate servi drept criteriu de defect pentru protecția de cuvă. Acești curenți au o valoare mare, fiind o parte din curenții de scurtcircuit monofazat, la transformatoarele care au cel puțin o înfășurare legată la o rețea cu neutrul legat direct la pămînt. Trebuie menționat că și în aceste cazuri protecția de cuvă nu este sensibilă decît pentru defectele pe partea înfășurării legate la pămînt. Acesta este, de exemplu, cazul transformatoarelor din rețelele de 100...400 kV din sistemul nostru energetic. La un astfel de transformator, modul de repartizare a curenților de defect în cazul a două scurtcircuite monofazate, dintre care unul interior și al doilea exterior este ilustrat în fig. 7.27.

În cazul defectului interior (v. fig. 7.27, *a*) curentul de scurtcircuit monofazat $I_{sc.i}$ se împarte în curenții $a\,I_{sc.i}$ și $(1-a)\,I_{sc.i}$ ($a<1$, fiind un

raport rezultat din calculul curenţilor de scurtcircuit), care se repartizează prin impedanţele Z_p a prizei de pămînt (curentul I_{pp}), Z_t a transformatorului de curent (curentul I_t) şi Z_s a legăturilor naturale dintre transformator şi pămînt (curentul I_s).



a



b

Fig. 7.27. Repartizarea curenţilor de defect în cazul unui scurtcircuit monofazat la un tranformator:
a — scurtcircuit interior; b — scurtcircuit exterior.

Aplicînd legile lui Kirchoff circuitelor parcurse de curenţii de defect, definiţi mai sus, se deduce în final relaţia

$$\frac{I_t}{I_{sc.i}} = \frac{aZ_p + Z_s}{Z_t + Z_p + Z_s}. \tag{7.18}$$

Procedînd în mod similar pentru cazul unui defect exterior (fig. 7.27, *b*), în care b şi $I_{sc.e}$ au aceleaşi semnificaţii ca în cazul precedent şi ţinînd seama că $I_t = I_s$, se obţine, pentru transformatorul protejat (din stînga figurii), relaţia

$$\frac{I_t}{I_{sc.e}} = \frac{bZ_p}{Z_t + Z_p + Z_s}. \tag{7.19}$$

Din relaţiile (7.18) şi (7.19) se deduce condiţia generală de funcţionare a protecţiei

$$\frac{bZ_p}{Z_t + Z_p + Z_s} I_{sc.e} < I_t < \frac{aZ_p + Z_s}{Z_t + Z_p + Z_s} I_{sc.i} \tag{7.20}$$

Schema de principiu a protecţiei este reprezentată în fig. 7.28 şi constă dintr-un transformator de curent *1*, înseriat pe legătura dintre cuvă şi priza de pămînt, la al cărui secundar este legat releul maximal de curent *2*. Acesta acţionează netemporizat asupra releului intermediar de declanşare a protecţiei transformatorului.

Eficacitatea protecţiei de cuvă împotriva scurtcircuitelor cu punere la pămînt depinde în special de modul cum au fost rezolvate două probleme: izolarea cuvei faţă de pămînt şi alegerea transformatorului şi a reglajului releului de curent.

Izolarea cuvei faţă de pămînt trebue executată asfel încît, atît aceasta, cît şi celelalte piese metalice legate organic de ea (mantalele metalice ale cablurilor de legătură, conservatorul de ulei, instalaţiile de răcire etc.), să fie izolate faţă de priza de pămînt a staţiei sau a centralei respective. Pentru izolarea cuvei şi a celorlalte piese se folosesc plăcuţe, rondele etc. din textolit, pertinax, bachelită etc. (piesele izolante *3* în fig. 7.28). În cazul cînd posta-

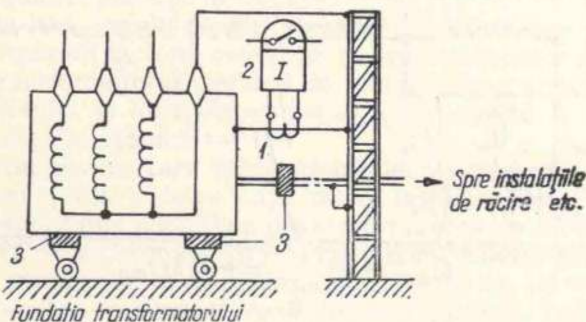


Fig. 7.28. Protecţia de cuvă a unui transforn ator împotriva defectelor interioare.

mentul transformatorului este din lemn, iar şinele pe care este instalat sînt despărţite de şinele de cale generale, nu mai sînt necesare măsuri speciale de izolare a cuvei. În general, aceste măsuri sînt necesare în cazurile cînd rezistenţa de izolaţie faţă de pămînt a şinelor pe timp umed este mai mică decît 5—10 Ω. Singura legătură electrică a cuvei cu pămîntul trebuie să se

facă prin bara înseriată cu transformatorul de curent al protecției. Legarea acesteia la pămînt se poate face sau prin legarea la punctul neutru al transformatorului sau la o priză de pămînt independentă sau la cea mai apropiată construcție metalică legată la pămînt (fig. 7.28), în funcție de modul de tratare a neutrului în stația respectivă.

Transformatorul de curent al protecției trebuie să îndeplinească o serie de condiții: raportul de transformare trebuie ales astfel încît să asigure în secundar un curent suficient, la un curent primar de acționare de 40—50 A; să aibă o impedanță primară z_t cît mai mică, un curent nominal primar cît mai mare, pentru reducerea la minimum a solicitării sale dinamice (în cazul unor curenți de scurtcircuit mari) și o izolație față de masă de ordinul 5—6 kV, din considerente de tehnica securității: cel mai indicat, din toate punctele de vedere, s-a dovedit a fi un transformator de tip toroidal, cu raportul de transformare de 50—200/5 A, construit pentru montaj în exterior. Releul de curent trebuie să aibă domeniul de reglaj 0,5—2 A.

Pentru calculul practic al curentului primar de reglaj, ținînd seama de (7.20), în care s-a considerat $Z_t \approx 0$, se poate folosi formula

$$I_p = k_{sig} k_{rep} b I_{sc.e} \tag{7.21}$$

în care: k_{sig} este coeficientul de siguranță necesar pentru a ține seama de influența unor factori accidentali ($k_{sig} = 3...4$);

$k_{rep} = \dfrac{Z_p}{Z_p + Z_s}$ — coeficientul de repartiție, care în lipsa cunoașterii impedanțelor Z_p și Z_s, se poate considera orientativ egal cu 0,0025.

Cu valoarea determinată, se verifică sensibilitatea protecției

$$k_{sens} = \frac{I_{sc.i}}{I_p} \tag{7.22}$$

fiind necesară respectarea condiției $k_{sens} \geqslant 2$.

Curenții $I_{sc.e}$ și $I_{sc.i}$ se calculează pentru același loc de defect, respectiv borna înfășurării transformatorului, însă corespunzînd unor regimuri de funcționare din care să rezulte pentru curentul $b\ I_{sc.e}$, valoarea maximă, iar pentru $I_{sc.i}$, valoarea minimă.

Protecția descrisă prezintă următoarele avantaje: simplitate, siguranță în funcționare și ușurință în exploatare. Ea poate fi aplicată la transformatoare și la bobine de stingere, la care, după cum s-a arătat mai înainte sînt necesare unele măsuri constructive pentru izolarea cît mai eficace a cuvei față de pămînt.

Dezavantajul ei este acela că nu acționează în cazul scurtcircuitelor între faze sau între spire, fără punere la pămînt; după cum s-a constatat în practică, aceste defecte sînt însă deconectate de protecția de gaze.

Ținînd seama de avantajele sale, protecția de cuvă contra defectelor interne, cu punere la pămînt, a fost introdusă pe scară largă în unele țări, mai ales în Franța, pentru înlocuirea protecției diferențiale. În țara noastră, această protecție a fost aplicată experimental încă din anul 1957, la cîteva transformatoare. Experiența și rezultatele de exploatare de pînă acum îndreptățesc concluzia că utilizarea ei poate să fie extinsă.

7.5. PROTECȚIA MAXIMALĂ CU TĂIERE DE CURENT

Protecția cu tăiere de curent este folosită tot contra scurtcircuitelor interne, pentru completarea protecției de gaze a transformatoarelor cu puterea sub 10 000 kVA, neechipate cu protecție diferențială și a căror protecție maximală temporizată nu poate fi reglată la un timp de acționare suficient de scurt (de obicei 1 s), care să asigure condițiile de rapiditate și selectivitate a protecției în ansamblu.

Protecția cu tăiere de curent, care este o protecție maximală reglată în funcție de curentul de scurtcircuit la capătul elementului protejat, are condiții bune de aplicare la transformatoare (mai ales cînd acestea funcționează singure) deoarece, după cum se vede din fig. 7.29, datorită reactanțelor relativ mari ale acestora, variația curenților de scurtcircuit asigură protecției o zonă de acționare mare.

Releele protecției se leagă la transformatoarele de curent de pe partea alimentării (fig. 7.30). Releele *1* sînt de tipul electromagnetic sau de tipul cu inducție (de exemplu, releele de tip RC și respectiv RTpC); în ultimul caz, pentru protecția cu tăiere de curent sînt utilizate elemente electromagnetice, iar elementele de inducție sînt utilizate pentru protecția maximală

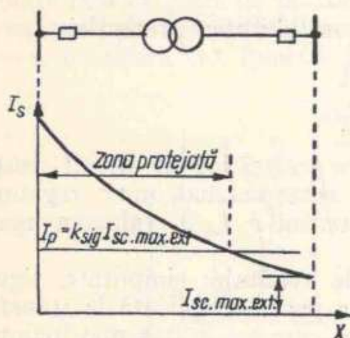


Fig. 7.29. Determinarea grafică a zonei protecției cu tăiere de curent.

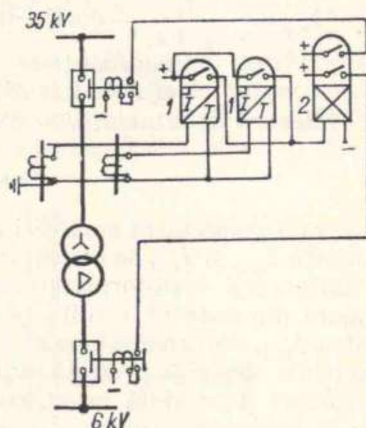


Fig. 7.30. Schema protecției maximale cu tăiere de curent a unui transformator.

temporizată. Declanșarea ambelor întreruptoare se comandă prin releul intermediar *2*.

Protecția cu tăiere de curent se instalează pe toate cele trei faze, dacă transformatorul protejat este alimentat de la o rețea cu punctul neutru legat la pămînt și pe două faze, dacă rețeaua de alimentare are punctul neutru izolat.

Curentul de pornire al releelor de curent se calculează cu formula

$$i_p = k_{sig} \frac{I^{(3)}_{sc.max}}{n_c} \tag{7.23}$$

în care:

k_{sig} = 1,2 ... 1,4 pentru relee tip RC care acționează prin releu intermediar și 1,5 ... 1,6 pentru relee tip RT_pC;

$I^{(3)}_{sc.max}$ — curentul de scurtcircuit trifazat maxim pe bara dinspre sarcină a transformatorului;

n_c — raportul de transformare al transformatorului de curent.

Curentul de pornire trebuie să satisfacă și relația $I_p \geqslant (3 ... 5)\ I_n$, pentru ca releele să nu fie acționate de șocul curentului de magnetizare.

Sensibilitatea protecției se verifică prin calcularea coeficientului de sensibilitate, cu formula:

$$k_{sens} = \frac{I^{(2)}_{sc.min}}{i_p n_c}, \tag{7.24}$$

în care $I^{(2)}_{sc.min}$ este curentul de scurtcircuit minim în cazul unui defect pe bara de alimentare a transformatorului; protecția se consideră satisfăcătoare dacă $k_{sens} \geqslant 1{,}5$.

Zona de acționare a protecției poate fi determinată și grafic (fig. 7.29).

Avantajele protecției cu tăiere de curent sînt simplitatea în execuție și rapiditatea în acționare. Dezavantajul ei este acela că zona de acționare variază în funcție de regimul rețelei și, chiar în cazul cel mai favorabil, protecția nu acoperă întreaga înfășurare.

7.6. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA SUPRACURENȚILOR PROVOCAȚI DE SCURTCIRCUITELE EXTERIOARE

Scurtcircuitele care au loc pe barele la care sînt racordate transformatoarele și care sînt alimentate de acestea sau pe liniile care pleacă de la aceste bare și care nu au fost deconectate de protecțiile proprii, provoacă în transformatoare supracurenți care, în cazul cînd depășesc o anumită durată, funcție de valoarea curenților de scurtcircuit, devin periculoși pentru integritatea înfășurărilor.

Pentru eliminarea acestor defecte produse de cauze exterioare, toate transformatoarele trebuie prevăzute cu protecții maximale de curent temporizate. Aceste protecții trebuie să îndeplinească următoarele condiții: să deosebească un supracurent provocat de un scurtcircuit, de o suprasarcină, care poate fi suportată un timp mai îndelungat de către transformator (v. subcap. 7.7); să fie sensibilă la orice scurtcircuit care ar avea loc pe liniile alimentate de la barele transformatorului; să fie suficient de rapidă, ținînd seama că un curent de scurtcircuit exterior poate fi de cîteva ori mai mare decît curentul nominal al transformatorului și poate cauza căderi mari de tensiune în rețea. La transformatoarele cu trei înfășurări, protecțiile maxi-

male trebuie să îndeplinească şi condiţii speciale de selectivitate, după cum se va vedea. La unităţile mari, peste 100 MVA, în special autotransformatoare prin care se efectuiază interconexiuni între reţele de înaltă şi foarte înaltă tensiune, se folosesc protecţii de distanţă care îndeplinesc mult mai bine condiţiile menţionate mai înainte.

În afara protecţiei impotriva scurtcircuitelor exterioare, protecţiile maximale temporizate sau protecţiile de distanţă îndeplinesc şi rolul de rezervă a protecţiilor împotriva defectelor interioare (protecţia de gaze şi diferenţială). La transformatoarele cu puteri sub 1 000 kVA, dacă timpul de acţionare al protecţiei maximale este sub 1 s, aceasta poate fi folosită atît contra defectelor exterioare, cît şi, împreună cu protecţia de gaze (acolo unde aceasta există), contra defectelor interioare.

Protecţiile maximale temporizate ale transformatoarelor pot fi de mai multe feluri: maximală de curent; maximală de curent cu blocaj de tensiune minimă; maximală de curent cu blocaj direcţional şi maximală de curent sau de tensiune homopolară.

7.6.1. Protecţia maximală de curent

Protecţia maximală a transformatoarelor cu două înfăşurări. După cum se observă în fig. 7.31, protecţia se realizează cu releele de curent *1*, releul de timp *2* şi releul de semnalizare a acţionării *3*. Releele de curent se conectează la transformatoarele de curent de pe partea alimentării, în cazul

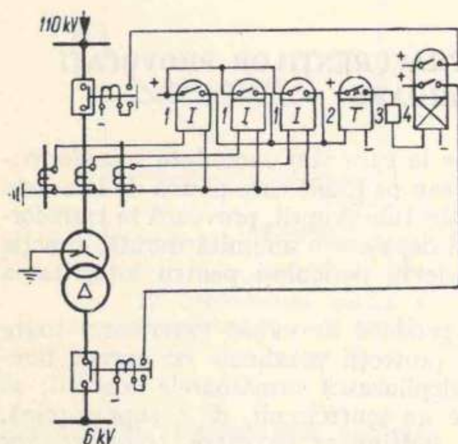


Fig. 7.31. Schema protecţiei maximale temporizate a unui transformator.

existenţei unei singure surse sau la cele de partea sursei mai puternice, în cazul în care transformatorul protejat are surse pe ambele părţi. În general protecţia comandă declanşarea tuturor întreruptoarelor transformatorului prin releul intermediar *4*. La transformatoarele cu o singură sursă de alimen-

tare și care nu funcționează în paralel cu alte unități, se poate admite, dacă printre receptoarele alimentate nu se găsesc mașini rotative mari (compensatoare sincrone, motoare sincrone sau asincrone), ca protecția să comande numai declanșarea întreruptorului de pe partea sursei.

Transformatoarele de curent pentru protecția maximală se leagă întotdeauna în stea; aceasta poate fi completă, cînd toate cele trei faze sînt echipate, sau incompletă, cînd există transformatoare de curent numai pe două faze.

În rețelele care funcționează cu punctul neutru legat direct la pămînt schema protecției maximale este trifazată, iar în rețelele cu punctul neutru izolat se folosește schema în stea incompletă, deci numai cu două relee de curent. Schema cu un singur releu, alimentat cu diferența curenților pe două faze, nu se utilizează, mai ales în cazul transformatoarelor cu conexiuni $\curlywedge/\Delta$, fiindcă nu acționează la anumite scurtcircuite bifazate pe partea triunghiului. Analiza funcționării protecțiilor maximale executate după diverse scheme poate fi efectuată ușor cunoscîndu-se circulația și valoarea curenților de defect (v. fig. 7.1 și fig. 7.2).

În fig. 7.32 este reprezentată o protecție maximală pe două faze (R și T) a unui transformator cu conexiuni $\curlywedge/\Delta$. În cazul unui scurtcircuit între fazele R și S pe partea triunghiului, prin releele fazelor R și T circulă numai jumătate din curentul total de scurtcircuit, sensibilitatea reducîndu-se în același raport. Sensibilitatea se mărește legîndu-se și al treilea releu de curent, pe conductorul de nul al stelei, prin care circulă în acest caz suma curenților de pe fazele R și T, adică curentul fazei S

$$\bar{i}_n = \bar{i}_s = \bar{i}_R + \bar{i}_T.$$

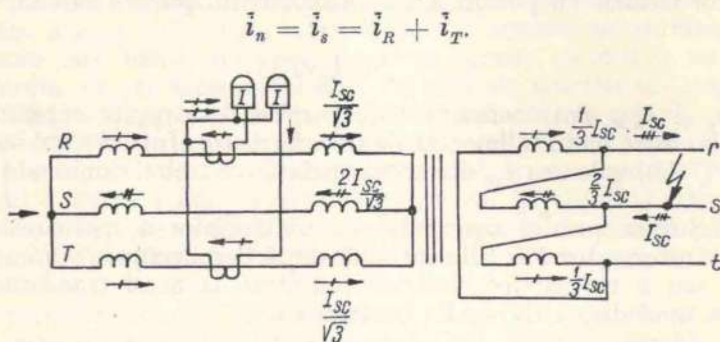


Fig. 7.32. Repartizarea curenților de scurtcircuit în înfășurările unui transformator cu clasa de conexiuni Yd, în cazul unui scurtcircuit bifazat pe partea triunghiului.

Curentul de pornire al protecției maximale de curent se determină în funcție de curentul de sarcină maximă $I_{s.max}$, care poate trece prin transformatorul protejat, cu formula

$$i_p = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \cdot \frac{I_{s.max}}{n_e}, \tag{7.25}$$

în care: $k_{sig} = 1,2 ... 1,25$ este coeficientul de siguranţă;
$k_{rev} = 0,85$ — coeficientul de revenire al releelor;
$I_{s.max}$ — curentul de sarcină maxim;
n_c — raportul de transformare al transformatoarelor de curent.

Curentul de sarcină maxim $I_{s.max}$ se calculează în funcţie de regimul de exploatare a transformatoarelor. În afară de transformatoarele care lucrează izolat, în reţelele de distribuţie (la care se consideră în general $I_{s.max} = I_n$) $I_{s.max}$ se calculează în general cu o relaţie de forma:

$$I_{s.max} = I_{s.n} + I_{s.s} \tag{7.26}$$

în care: $I_{s.n}$ este curentul de sarcină normală a transformatorului;
$I_{s.s}$ — curentul corespunzător unei sarcini suplimentare pe care transformatorul va trebui să o preia în cursul exploatării, fără ca protecţia sa maximală să acţioneze.

Sarcina suplimentară poate fi urmarea uneia din următoarele cauze:

a. Preluarea, de către transformatoarele rămase în funcţie, a sarcinii transformatorului deconectat în urma defectării sale (în cazul transformatoarelor care funcţionează în paralel); în acest caz:

$$I_{s.s} = \frac{I_{st}}{n-1} \tag{7.27}$$

în care: I_{st} este curentul de sarcină al transformatorului deconectat:
n — numărul transformatoarelor care funcţionau în paralel.

b. Preluarea de către transformator a şocului curentului de pornire a unui motor electric cu pornire grea, în momentul punerii sale în funcţiune; în acest caz:

$$I_{s.s} = k_p \cdot I_{n.m} \tag{7.28}$$

în care k_p şi $I_{n.m}$ sînt coeficientul de pornire şi respectiv curentul nominal al celui mai mare motor alimentat de transformator. Introducînd acest curent în relaţia (7.26), valoarea I_{sn} din aceeaşi relaţie va trebui diminuată cu valoarea $I_{n.m}$.

c. Preluarea şocului curentului de autopornire a motoarelor electrice pe care transformatorul le alimentează, după deconectarea unui scurtcircuit în reţea, sau a motoarelor electrice conectate la acest transformator prin acţionarea unui dispozitiv AAR; în acest caz

$$I_{s.s} = \Sigma I_{ap} \tag{7.29}$$

în care ΣI_{ap} reprezintă curentul total de autopornire a motoarelor.

Dacă la un transformator, prin condiţiile sale de exploatare sînt valabile mai multe ipoteze de calcul, în formula (7.26) se introduce pentru $I_{s.s}$, valoarea cea mai mare rezultată din (7.27)—(7.29).

Sensibilitatea protecţiei se verifică calculîndu-se coeficientul k_{sens} pentru un scurtcircuit în regim minim, pe bara transformatorului, opusă sursei. cu formula

$$k_{sens} = \frac{I^{(2)}_{sc.min}}{I_p}, \tag{7.30}$$

în care: $I^{(2)}_{sc.min}$ este curentul de scurtcircuit bifazat în regim minim;
$I_p = i_p \cdot n_c$ — curentul primar de pornire al protecției.

Conform normelor, trebuie asigurată condiția $k_{sens} \geqslant 1{,}5$.

Valorile coeficientului de sensibilitate, în cazul scurtcircuitelor bifazate în regim minim, pe barele secundare ale unor transformatoare cu conexiuni $\curlywedge/\curlywedge$ și $\curlywedge\Delta$, sînt indicate în tabelul 7.4.

Tabelull 7.4

Modul de executare a protecției maximale		Pe două faze	Pe trei faze
k_{sens}	transformatoare $\curlywedge/\curlywedge$	$\frac{\sqrt{3}\, I^{(3)}_{sc.min}}{2I_p}$	$\frac{\sqrt{3}\, I^{(3)}_{sc.min}}{2I_p}$
	transformatoare $\curlywedge/\Delta$	$\frac{I^{(3)}_{sc.min}}{2I_p}$	$\frac{I^{(3)}_{sc.min}}{I_p}$

În acest tabel k_{sens} a fost calculat pe baza formulei (7.30), în care

$$I^{(2)}_{sc.min} = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{(3)}_{sc.min}$$

și a repartizării curenților în înfășurarea primară în funcție de clasa de conexiuni a transformatorului.

În practică, valoarea coeficientului k_{sens} al protecției maximale obișnuite este adesea sub limita admisibilă. La transformatoarele ridicătoare, acest lucru este foarte frecvent, deoarece sursele racordate au puteri de același ordin cu ale acestora și deci curenții de scurtcircuit respectivi sînt relativ mici, iar k_{sens} este redus. La transformatoarele coborîtoare se obțin de obicei coeficienți de sensibilitate satisfăcători, deoarece prin acestea trec curenții de scurtcircuit determinați de sistem, a cărui putere depășește de cîteva ori puterea transformatoarelor. Totuși, în cazul transformatoarelor coborîtoare mari (peste 25 MVA), situate departe de sursele principale ale sistemului și funcționînd cîte două în paralel (deci $I_{s.max} = 2I_n$), se poate ca $k_{sens} < 1{,}5$.

La transformatoarele cu conexiuni $\curlywedge/\Delta$, prima măsură pentru mărirea lui k_{sens} este montarea protecției pe trei faze. Metoda generală pentru obținerea unei sensibilități mărite este folosirea protecției maximale de curent cu blocaj de tensiune minimă.

Timpul de acționare al protecției maximale de curent t_T se reglează după condiția de selectivitate, cu o treaptă peste cel mai mare timp t_L al protecțiilor elementelor alimentate de transformator, adică

$$t_T = t_L + \Delta t. \qquad (7.31)$$

Există situații cînd temporizarea protecției numai pe baza condiției (7.31) nu este suficientă. În fig. 7.33 este reprezentat cazul unui transformator dintr-o stație ridicătoare la ale cărei bare de 6 kV sînt racordate

generatoare și linii. Față de temporizările t_1 și t_3 ale protecțiilor liniilor de 6 și 35 kV, ar trebui ca $t_3 > t_T > t_1$. Acest reglaj ar duce însă la acționări neselective ale protecției transformatorului, în cazul unor scurtcircuite pe linia de 35 kV și deci ar fi necesar ca $t_3 < t_T < t_5$ (unde t_5 este timpul protecției generatorului), ceea ce ar face ca protecția liniei de 35 kV să acționeze neselectiv în cazul unor defecte în rețeaua de 6 kV. Soluția optimă, în acest caz, este completarea protecției maximale a transformatorului cu o a doua treaptă de timp, prevăzută cu blocaj direcțional, în cazul defectelor pe 35 kV și care are temporizarea mai mică t_2. Cele două trepte de timp vor avea deci reglajele $t_3 > t_2 > t_1$ și $t_3 < t_4 < t_5$. În fig. 7.33 este indicat schematic și modul de realizare a protecției. Schema completă a protecției cu blocaj direcțional se întocmește întocmai ca și a protecției maximale direcționale a liniilor.

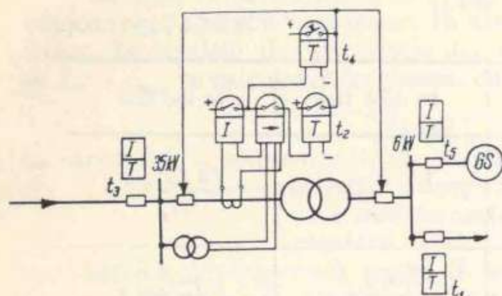


Fig. 7.33. Protecția maximală cu două trepte de timp (una fiind direcționată) a unui transformator cu două înfășurări.

Protecția maximală a transformatoarelor cu trei înfășurări. Astfel de transformatoare se întîlnesc în special în stații coborîtoare cu două tensiuni de distribuție sau în stațiile serviciilor interne ale centralelor electrice. La aceste transformatoare, protecția împotriva scurtcircuitelor exterioare trebuie să asigure deconectarea selectivă a înfășurării care alimentează direct locul defect. Astfel, după cum se vede în exemplul din fig. 7.34, în cazul unui scurtcircuit pe bara *II* trebuie deconectat numai întrerupătorul *I*-2 pentru ca celelalte două înfășurări să rămînă în funcțiune. În acest scop, toate cele trei înfășurări ale transformatorului se echipează cu protecții maximale de curent temporizate.

La transformatoarele care au o singură sursă de alimentare (fig. 7.34) conectată de exemplu la bara *I* (sau, dacă sursele de la celelalte tensiuni sînt slabe), la înfășurările legate la barele *II* și *III* se folosesc protecții maximale simple care comandă declanșarea întrerupătoarelor respective *I—2* și *I—3*, cu temporizările t_2 și t_3, reglate selectiv cu temporizările rețelelor alimentate. Dacă aceste rețele au punctul neutru izolat sau legat la pămînt prin bobină de stingere, protecțiile maximale ale înfășurărilor legate la barele *II* și *III* pot fi executate numai pe două faze. Protecția maximală de pe partea sursei principale, care constituie rezerva atît contra defectelor interioare cît și a celor exterioare, se execută de obicei pe trei faze și comandă declanșarea tuturor întrerupătoarelor, cu timpul $t_1 > t_2(t_3)$.

La transformatoarele care au surse de alimentare puternice cel puţin pe două părţi, protecţiile maximale simple descrise nu mai pot asigura o separare selectivă a defectelor. De aceea, ca şi la transformatoarele cu două înfăşurări în situaţie similară, este necesar ca protecţia maximală de pe partea uneia dintre surse să fie direcţionată.

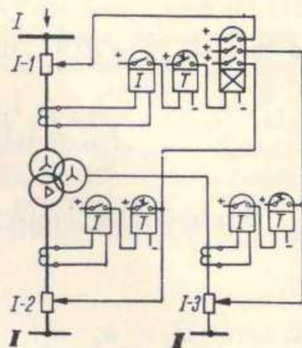


Fig. 7.34. Protecţia maximală a unui transformator cu trei înfăşurări.

La transformatoarele coborîtoare cu trei înfăşurări este posibilă o simplificare a protecţiilor maximale, prin renunţarea la protecţia maximală proprie a uneia dintre înfăşurările secundare şi anume a protecţiei cu timpul de acţionare cel mai mic. În schimb, protecţia maximală de pe partea alimentării principale se completează cu un al doilea releu de timp, reglat la timpul protecţiei eliminate prin care se comandă declanşarea întrerupătorului rămas fără protecţie.

7.6.2. Protecţia maximală de curent cu blocaj de tensiune minimă

În § 7.6.1. s-au indicat cazurile cînd valoarea coeficientului de sensibilitate al unei protecţii maximale simple poate fi sub limita admisă şi s-a arătat că mijlocul de mărire a sensibilităţii este aplicarea blocajului de tensiune minimă. Acest blocaj are totodată rolul de a împiedica acţionarea protecţiei maximale în cazul suprasarcinilor care nu provoacă, paralel cu creşterea curenţilor şi o scădere însemnată a tensiunii.

De aceea, curentul de pornire al unei protecţii maximale cu blocaj de tensiune minimă se poate calcula în funcţie numai de curentul nominal al transformatorului I_n, cu formula

$$I_p = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} I_n, \tag{7.32}$$

în care k_{sig} şi k_{rev} au semnificaţiile şi valorile indicate pentru formula (7.25), indiferent de numărul de transformatoare care funcţionează în paralel şi de suprasarcinile posibile. Acest reglaj mai coborît al curentului I_p face ca sensibilitatea, exprimată prin k_{sens}, să crească în aceeaşi măsură.

Ca și la generatoare, blocajul de tensiune minimă se realizează cu trei relee de tensiune minimă. Tensiunea de pornire a acestora se calculează ținîndu-se seama de revenirea lor în poziția cu contactele închise la scăderea tensiunii, cu formula

$$u_p = \frac{U_{min}}{k_{sig} k_{rev} n_t}, \tag{7.33}$$

în care: $U_{min} = (0,9 \ldots 0,95)\, U_n$ este tensiunea de funcționare minimă admisă pe bare;
$k_{sig} = 1,1 \ldots 1,2$ — coeficientul de siguranță;
$k_{rev} = 1,15 \ldots 1,2$ — coeficientul de revenire al releului;
n_t — raportul de transformare al transformatoarelor de tensiune.

Sensibilitatea protecției se verifică cu formula

$$k_{sens} = \frac{U_p}{U_{sc.max}}, \tag{7.34}$$

în care: $U_p = u_p \cdot n_t$;
$U_{sc.max}$ — tensiunea corespunzătoare unui scurtcircuit în regim maxim.

Transformatoarele de tensiune de la care sînt alimentate releele, cum și modul de conectare a releelor (în stea sau în triunghi), trebuie alese astfel încît să se obțină o sensibilitate cît mai mare a protecției, ținîndu-se seama de următoarele considerente:

— releele se alimentează de la transformatoarele de tensiune de pe partea sursei pentru ca protecția să poată acționa cînd transformatorul se defectează la punerea sub tensiune;

— dacă sensibilitatea blocajului de tensiune minimă se dovedește insuficientă, pentru cazul scurtcircuitelor pe bare sau pe liniile racordate la acestea, se instalează o a doua grupă de relee de tensiune, alimentate și de la transformatoarele de tensiune de pe barele secundare (fig. 7.35);

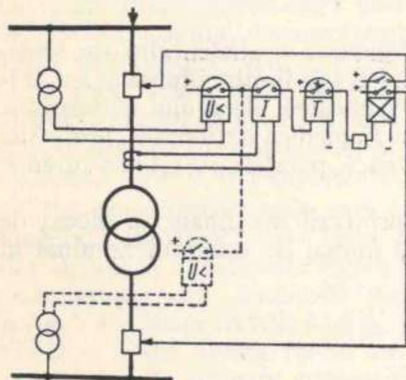


Fig. 7.35. Protecția maximală cu blocaj de tensiune minimă.

— dacă schema din fig. 7.35 se aplică unui transformator cu trei înfășurări, plusul care se aduce de la grupurile de relee legate la înfășurările alimentate se trece printr-un bloc-contact normal deschis al întreruptorului

respectiv, pentru a nu se influenţa acţionarea protecţiei maximale, în cazul cînd una dintre acele înfăşurări este deconectată de la bare;

— legarea în stea sau în triunghi a releelor de tensiune se face în funcţie de conexiunile transformatorului protejat şi de categoria de scurtcircuite din reţeaua alimentată pentru care blocajul de tensiune trebuie să aibă eficienţa maximă (de exemplu, la un transformator de 110/6 kV cu înfăşurarea de 110 kV legată în stea şi cu înfăşurarea de 6 kV legată în triunghi, releele de tensiune de pe partea de 110 kV se leagă în stea, pentru a fi mai sensibile la scurtcircuitele bifazate din reţeaua de 6 kV).

Pentru a se evita acţionarea greşită a protecţiei cu blocaj de tensiune minimă în cazul unor defecte în circuitele secundare de tensiune alternativă (de exemplu, arderea siguranţelor), la contactele releelor de tensiune minimă se leagă un circuit de semnalizare acustică preventivă.

Schema completă de legare a releelor pentru blocarea de tensiune minimă este reprezentată în fig. 7.41.

7.6.3. Protecţia maximală de curent sau de tensiune de secvenţă homopolară

Transformatoarele care au o înfăşurare în stea, conectată la o reţea cu punctul neutru legat direct la pămînt (cazul reţelelor de 0,4 kV şi de 110—400 kV din ţara noastră) trebuie să fie echipate cu o protecţie sensibilă, împotriva scurtcircuitelor monofazate, în cazul în care şi la cealaltă înfăşurare a transformatorului este conectată o sursă care poate alimenta defectul. Această protecţie are rolul de rezervă, atît a protecţiilor liniilor, în cazul cînd scurtcircuitele au loc în reţea, cît şi a protecţiilor de gaze şi diferenţială, în cazul cînd scurtcircuitele au loc în transformator.

La transformatoarele coborîtoare care alimentează reţele de 0,4 kV, rolul acestei protecţii poate fi îndeplinit de către protecţia maximală obişnuită de pe partea alimentării, dacă sensibilitatea ei faţă de scurtcircuitele monofazate din reţeaua alimentată este suficientă sau de către siguranţele sau întreruptoarele automate de pe partea de 0,4 kV, în cazul în care acestea sînt montate în imediata apropiere a bornelor de 0,4 kV ale transformatoarelor. În caz contrar, se foloseşte o protecţie de curent homopolar, realizată cu un releu de curent şi unul de timp sau cu un releu maximal temporizat (de exemplu, releul de inducţie, tip RTpC) conectate la un transformator de curent instalat pe conductorul de nul al părţii de 0,4 kV (v. fig. 7.40). Această ultimă soluţie se aplică întotdeauna în cazul transformatoarelor de servicii interne ale centralelor electrice.

La transformatoarele conectate la reţelele de 110—400 kV protecţia împotriva scurtcircuitelor monofazate este temporizată şi poate fi realizată pe bază de curent sau de tensiune homopolară. Ea trebuie să comande declanşarea întreruptoarelor de pe partea de 110—400 kV şi de pe partea sursei.

Protecţia de curent homopolar se poate aplica numai la transformatoarele care au punctul neutru legat la pămînt. După cum se vede din fig. 7.36, protecţia constă dintr-un releu de curent legat la un filtru de curent de secvenţă

homopolară, realizat cu transformatoarele de curent ale celor trei faze de pe partea stelei, legate în montaj Holmgreen.

Curentul de pornire al releului se reglează astfel ca protecţia să nu acţioneze la curenţii de dezechilibru care pot apare la bornele filtrului din cauza scurtcircuitelor polifazate în reţea. Curentul de pornire are valoarea

$$i_p = (0,4 \dots 0,8)\ \frac{I_n}{n_c}. \tag{7.35}$$

Protecţia de curent homopolar mai poate fi executată conectîndu-se releul şi la un transformator de curent separat, amplasat pe conductorul dintre punctul neutru şi pămînt. Această soluţie fiind însă neeconomică, a fost părăsită în ultima vreme.

La un autotransformator, datorită faptului că neutrul legat la pămînt, este comun pentru ambele reţele la care sînt conectate înfăşurările sale, în cazul unui scurtcircuit monofazat într-una din reţele, curentul homopolar care apare în cealaltă reţea este mai redus, deoarece o parte din curentul pe care acesta îl debitează se închide prin neutrul autotransformatorului. De aceea, la autotransformatoare trebuie prevăzute protecţii de curent homopolar pe ambele părţi ale înfăşurării, aşa cum este arătat în fig. 7.37.

Dacă pe una din părţi, protecţia de rezervă este realizată cu un releu de distanţă aceasta preia şi rolul protecţiei homopolare de pe partea respectivă nemaifiind necesară prevederea ei. Dacă este necesar, pentru asigurarea funcţionării selective, protecţia de curent homopolar se poate completa cu un releu direcţional de putere homopolară (v. subcap. 5.5) şi cu un al doilea releu de timp, conectate într-o schemă asemănătoare, cu aceea din fig. 7.33. În acest mod, se poate comanda declanşarea întreruptoarelor autotransformatorului cu temporizări diferite, în funcţie de poziţia scurtcircuitului.

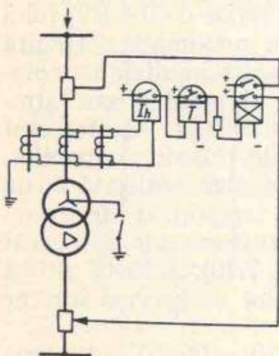


Fig. 7.36. Protecţia maximală de curent de secvenţă homopolară la un transformator cu două înfăşurări.

Protecţia de tensiune homopolară (fig. 7.38) se poate aplica la transformatoarele care funcţionează cu punctul neutru legat la pămînt sau izolat. Releul de tensiune homopolară *1* se leagă la înfăşurarea în triunghi deschis a transformatoarelor de tensiune din celula de măsură a barelor de pe partea reţelei cu punctul neutru legat la pămînt (cazul barelor de 110—400 kV).

Tensiunea de pornire a releului se stabilește de obicei la valoarea de 15 V, care s-a dovedit că desensibilizează protecția față de tensiunile de dezechilibru care pot apare la bornele filtrului de tensiune homopolară.

Timpii de acționare ai protecțiilor homopolare se reglează la releul de timp 2, cu o treaptă peste timpul cel mai ridicat al protecțiilor homopolare ale liniilor de 110—400 kV care pleacă de la barele transformatorului.

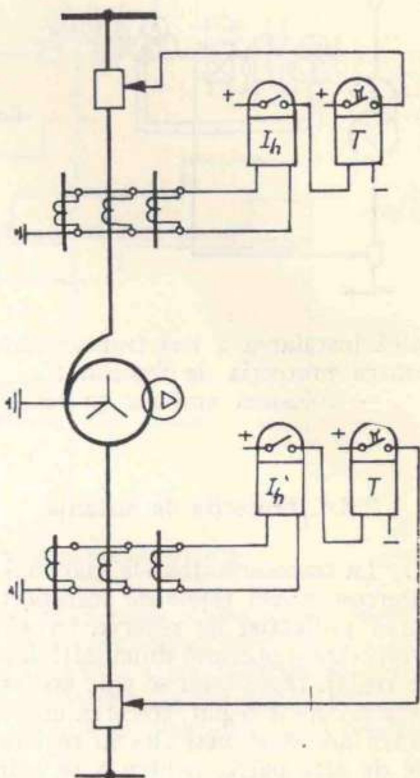


Fig. 7.37. Protecția maximală de curent de secvență homopolară la un autotransformator.

Sensibilitatea protecțiilor se verifică față de curentul sau tensiunea homopolară la bornele filtrului respectiv, în cazul unui scurtcircuit monofazat în regim minim, la capătul liniei celei mai lungi care pleacă de la barele transformatorului.

Folosirea protecțiilor homopolare ca rezervă contra scurtcircuitelor monofazate din rețelele cu curenți mari de punere la pămînt este justificată prin aceea că protecția maximală de curent cu blocaj de tensiune minimă se dovedește adesea insuficient de sensibilă față de scurtcircuitele monofazate în rețeaua alimentată.

La alegerea protecției de curent sau de tensiune homopolară, se ține seama de următoarele considerente:

— protecţia de tensiune homopolară este preferabilă, deoarece, după cum s-a văzut, acţionarea ei nu depinde de regimul momentan de exploatare al punctului neutru al transformatorului protejat;

— la transformatoarele care funcţionează în bloc cu o linie, se foloseşte protecţia de curent homopolar, deoarece la asemenea blocuri nu este economică instalarea a trei transformatoare de tensiune de 110—400 kV, numai pentru protecţia de tensiune;

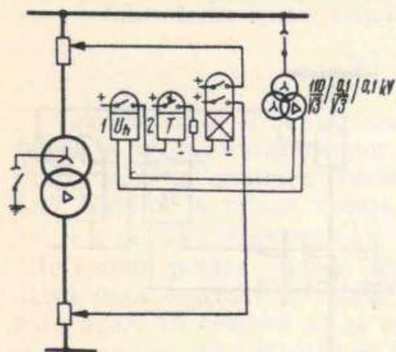


Fig. 7.38. Protecţia maximală de tensiune de secvenţă homopolară.

— folosirea ambelor protecţii trebuie evitată, ca nefiind justificată.

7.6.4. Protecţia de distanţă

La transformatoarele, dar mai ales la autotransformatoarele prin care se interconectează reţele de transport de tensiuni diferite (110—400 kV) realizarea protecţiei de rezervă cu ajutorul unei protecţii maximale de curent temporizate prezintă dificultăţi deosebite din punct de vedere al posibilităţilor de reglaj. După cum se ştie, aceasta nu poate fi reglată pentru a permite, cu acelaşi curent reglat, trecerea unei suprasarcini tolerabile şi asigurarea sensibilităţii necesare, mai ales în regimuri minime, reale, de funcţionare a reţelei. Pe de altă parte, pentru a se evita funcţionări neselective ale protecţiei în anumite regimuri, temporizarea protecţiei maximale nu poate fi corelată cu treptele de timp ale elementelor vecine (din amonte şi din aval), fără a se ajunge la ridicarea generală a timpilor de eliminare a defectelor din sectorul de reţea respectiv. Acest fapt ar avea repercusiuni grave asupra funcţionării stabile a reţelei şi nu poate fi admis. Corecţiile care pot fi obţinute, completînd protecţia maximală cu blocaje de direcţie şi de tensiune minimă, sînt insuficiente pentru condiţiile de funcţionare actuale ale unui sistem energetic. De aceea, în astfel de cazuri, şi în special pentru autotransformatoare (prin care se interconectează de obiceiu reţele de tensiuni diferite) s-a extins folosirea protecţiei de distanţă.

Folosirea protecţiei de distanţă la autotransformatoare se poate face în mai multe moduri, în funcţie de încadrarea şi rolul lor în reţeaua din care fac parte.

a. *Autotransformatorul face legătura între o rețea puternică de transport și o rețea de transport sau de distribuție regională cu surse locale slabe.* În acest caz, se prevede o protecție de distanță numai pe partea alimentării principale (releul Z_I din fig. 7.39). Caracteristica de funcționare în trepte a acestui releu, împreună cu caracteristicile releelor din amonte și din aval sînt reprezentate cu linie plină în diagrama superioară a fig. 7.39.

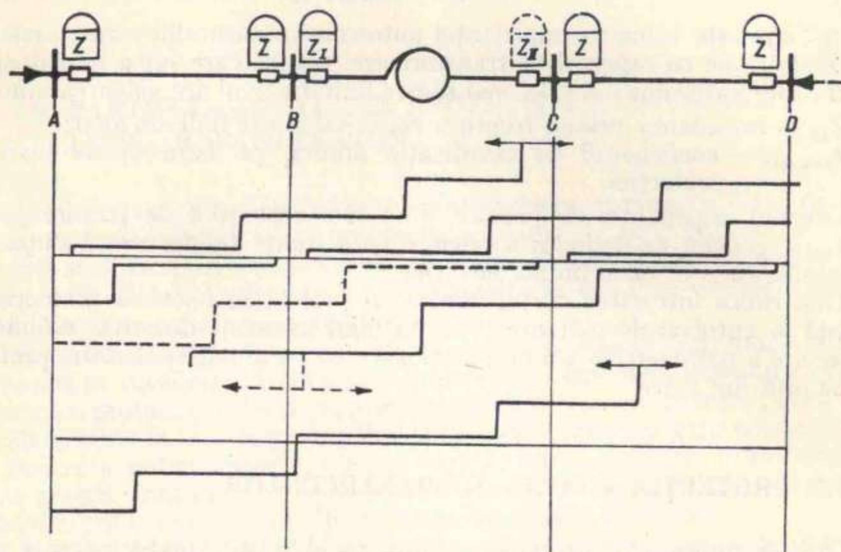


Fig. 7.39. Protecția de distanță a unui autotransformator.

b. *Autotransformatorul face legătura între două rețele de transport comparabile ca putere și ca întindere.* În acest caz, apare necesar să se prevadă relee pe distanță pe ambele părți ale autotransformatorului. Caracteristica de funcționare a releului Z_{II} și modificarea corespunzătoare a caracteristicii releului din stația D sînt trasate cu linie întreruptă, în aceeași diagramă, ca și pentru cazul precedent.

c. O soluție mai economică care poate fi folosită în ambele cazuri de mai sus, constă în *folosirea unui releu de distanță cu caracteristică bidirecțională, instalat pe partea sursei mai puternice* (de obicei pe partea tensiunii superioare, în locul releului Z_I). Caracteristica de funcționare a unui astfel de releu este reprezentată în diagrama inferioară din fig. 7.39.

Alegerea releelor de distanță, realizarea schemei de conexiuni și stabilirea reglajelor se fac pe baza acelorași metode folosite la protecția de distanță a liniilor, prezentate în cap. 5, cu următoarele particularități în ce privește calculul reglajelor.

Treapta I de distanță, în direcția autotransformatorului se calculează cu impedanța minimă a autotransformatorului folosind formula:

$$Z_I = 0{,}8 \cdot Z_{AT.min} = 0{,}8 \frac{U_{sc.min}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \qquad (7.36)$$

în care: $U_{sc.min}$ este tensiunea de scurtcircuit minimă (considerînd raportul de transformare reglat la valoarea cea mai mică);

U_n și S_n — tensiunea și puterea nominală a autotransformatorului.

Treapta a II-a de distanță (de asemenea în direcția autotransformatorului) se reglează la o valoare dată de relația:

$$Z_{II} = 0{,}8\,(Z'_{AT} + k_{ram.min} Z_{LI}) \tag{7.37}$$

în care: Z'_{AT} este valoarea impedanței autotransformatorului corespunzătoare funcționării sale cu raportul de transformare, pentru care suma impedanțelor autotransformatorului și a celei mai scurte linii din aval are valoarea minimă;

Z_{LI} — impedanța primei trepte a celei mai scurte linii din aval;

$k_{ram.min}$ — coeficientul de ramificație minim, pe bara opusă instalării protecției.

Calculul impedanței de pornire, cum și a curenților de pornire pentru reglarea organelor de demaraj a releului de distanță se efectuează după aceleași reguli, ca și în cazul liniilor electrice.

Deși ridică întrucîtva costul general al protecției, folosirea protecției de distanță la autotransformatoare prezintă mari avantaje datorită posibilității de corelare a parametrilor săi de funcționare cu parametrii celorlalte protecții de distanță din rețea.

7.7. PROTECȚIA CONTRA SUPRASARCINILOR

Cauzele suprasarcinilor care pot provoca în transformator curenți superiori curentului nominal au fost arătate în subcap. 7.1. Capacitatea de supraîncărcare a transformatoarelor ca durată și mărime este precizată în normele interne sau în cataloagele de fabricație, fiind în funcție de materialul din care sînt confecționate înfășurările (cupru sau aluminiu), sistemul de răcire și sarcina anterioară.

La transformatoarele la care, datorită condițiilor de exploatare, sînt posibile suprasarcini, pentru ca personalul de serviciu să fie prevenit asupra apariției acestora, pentru a lua măsurile necesare, trebuie prevăzută o protecție specială contra suprasarcinilor. Aceasta constă dintr-un singur releu de curent, dat fiind că suprasarcinile pentru care se prevede protecția sînt simetrice. Pentru ca protecția să nu acționeze în cazul scurtcircuitelor sau al șocurilor de curent, releul de curent comandă semnalizarea printr-un releu de timp a cărui înfășurare trebuie să fie stabilă din punct de vedere termic.

Releul se reglează la curentul

$$i_p = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \frac{I_n}{n_c}, \tag{7.38}$$

în care $k_{sig} = 1{,}05$ și $k_{rev} = 0{,}85$.

Timpul de acționare a protecției se reglează de obicei la 10 s.

Schema protecției este prezentată în fig. 7.41. La transformatoarele din stațiile fără personal permanent de supraveghere, la care sînt posibile

suprasarcini care depăşesc limitele admise, protecţia comandă deconectarea transformatorului.

La transformatoarele cu trei înfăşurări şi cu cel puţin două surse de alimentare, protecţia împotriva suprasarcinilor trebuie prevăzută şi pe aceia din înfăşurări care se poate supraîncărca datorită trecerii prin ea a sumei curenţilor de pe celelalte două înfăşurări.

7.8. PARTICULARITĂŢI ALE PROTECŢIEI BLOCURILOR LINIE-TRANSFORMATOR

În ultmii ani, din diferite considerente tehnico-economice (lipsa de spaţiu pentru extinderea unor staţii existente, evitarea de zone poluate, reducerea costului staţiilor prin simplificarea schemelor de comutaţie primară etc.) s-a extins mult folosirea schemelor bloc, constituite din linie-transformator sau chiar din linie-transformator-generator.

Sistemul de protecţie a unui bloc linie-transformator (sau linie-autotransformator) se stabileşte urmărind ca fiecare din elementele blocului să fie prevăzut cu o protecţie de bază proprie împotriva defectelor interne, ţinînd seama de cele arătate la cap. 5, pentru linii şi în acest capitol, pentru transformatoare. Pentru a putea respecta această regulă, este necesar ca transformatorul (dacă acesta, conform normelor trebuie prevăzut cu o protecţie diferenţială) să fie echipat la toate tensiunile, cu transformatoare de curent.

În cazul în care, din diferite motive, nu pot fi instalate transformatoare de curent între linie şi transformator, se poate folosi şi o protecţie diferenţială comună, cu respectarea condiţiilor cerute de prezenţa transformatorului. În practică, în astfel de situaţii (puţin frecvente), dat fiind distanţa mare dintre grupele transformatoarelor de curent instalate la capetele zonei protejate, se foloseşte o protecţie comparativă longitudinală cu două sau trei conductoare de legătură, completată cu un dispozitiv special care efectuează blocarea protecţiei la şocul curenţilor de magnetizare.

Alegerea protecţiilor de rezervă depinde în primul rînd de regimul de funcţionare a blocului, ca legătură de interconexiune sau ca element de distribuţie. Alţi factori care influenţează asupra alegerii protecţiilor sînt: schema de comutaţie primară a legăturii dintre linie şi transformator, lungimea liniei, tipul dispozitivului de reanclanşare necesar pe linie (trifazată sau monofazată), modul de tratare a neutrului transformatorului etc.

Schema bloc folosită mai des este aceea a unei linii alimentînd în antenă un transformator instalat la consumator (transformator de racord adînc), cu o sursă slabă sau fără nici o sursă pe partea tensiunii inferioare de distribuţie. În astfel de cazuri protecţia de rezervă a liniei este folosită, cu acelaşi rol, şi pentru transformator, care rămîne astfel echipat numai cu protecţiile de gaze şi diferenţială şi eventual cu o protecţie de suprasarcină cu semnalizare. Linia se prevede, la capătul din staţia principală, cu reanclanşare automată trifazată, care va trebui blocată în cazul defectelor interne în transformator, sezizate de protecţia proprie a acestuia.

În cazul blocurilor linie-transformator, care servesc ca legătură de interconexiune în rețea, existența surselor pe ambele părți (presupunînd că transformatorul are două înfășurări) impune prevederea unor protecții de rezervă complete la ambele capete ale liniei. Este de asemenea necesară prevederea unei protecții de rezervă și pentru transformator, instalată pe legătura acestuia cu barele la care este racordat.

O altă particularitate a schemelor bloc, fără întreruptor între linie și transformator, o constituie modul în care protecția proprie a transformatoarelor acționează, în caz de defect, asupra declanșării întreruptorului instalat în capătul îndepărtat al liniei.

O soluție simplă și economică, folosită în alte țări, constă în montarea la bornele dinspre linie a transformatorului, a unui separator de scurtcircuitare (între o fază și pămînt, într-o rețea cu neutrul legat direct la pămînt și între două faze, într-o rețea compensată sau cu neutrul izolat). În cazul unui defect intern în transformator, protecția acestuia comandă închiderea în scurt circuit a separatorului, creind astfel condiții de funcționare protecției liniei, instalată în stația de alimentare.

O altă soluție constă în transmiterea către întreruptorul îndepărtat a impulsului de declanșare dat de protecția transformatorului, printr-un cablu auxiliar (cablu pilot), printr-un canal de înaltă frecvență realizat pe linia electrică sau printr-o legătură radio. Această soluție este mai scumpă, realizarea ei este mai dificilă, dar oferă condiții tehnice de exploatare mai bune.

7.9. SCHEME GENERALE DE PROTECȚIE ALE TRANSFORMATOARELOR

S-a arătat pentru fiecare protecție domeniul ei de aplicare și modul de realizare și de reglare. În cele ce urmează, se vor prezenta trei cazuri concrete de realizare completă a protecției prin relee a transformatoarelor.

În fig. 7.40 este reprezentată protecția unui transformator de 6—35 /0,4 kV cu puterea sub 1600 kVA, folosit de exemplu pentru alimentarea serviciilor interne ale unei centrale electrice. Protecția transformatorului este realizată cu releul de gaze *1*, împotriva defectelor interne și cu releele de curent *2* și de timp *3*, ca protecție maximală temporizată contra scurtcircuitelor exterioare și ca rezervă pentru defectele interioare. Față de scurtcircuitele pe barele de 0,4 kV și ca rezervă față de scurtcircuitele din rețea, este prevăzută și o protecție de curent homopolar, realizată cu un releu de curent cu temporizare *4*, alimentat de la un transformator de curent instalat pe conductorul de legare la pămînt a neutrului înfășurării de 0,4 kV. La transformatoarele din posturile de transformare la care distanța dintre transformator și întreruptorul I-2 este foarte redusă, în locul releului *4* se folosesc siguranțe sau releele incluse în dispozitivul de acționare a întreruptorului I-2.

În fig. 7.41 este reprezentată protecția unui transformator coborîtor cu două înfășurări de 110/6—20 kV, cu puterea de 10—80 MVA și cu reglaj sub sarcină (cu comutator în cuvă separată), constînd din:

— protecție de gaze (releul *1* pentru cuva principală), de presiune (releul *2* pentru cuva comutatorului de ploturi) și diferențială (transformatoarele de egalizare *3* și releul *4*, tip RDS-4), împotriva defectelor interne;

— protecția maximală temporizată cu blocaj de tensiune minimă pe partea de 6—20 kV (releele *5*, *6* și *7*), împotriva scurtcircuitelor externe și în general ca protecție de rezervă;

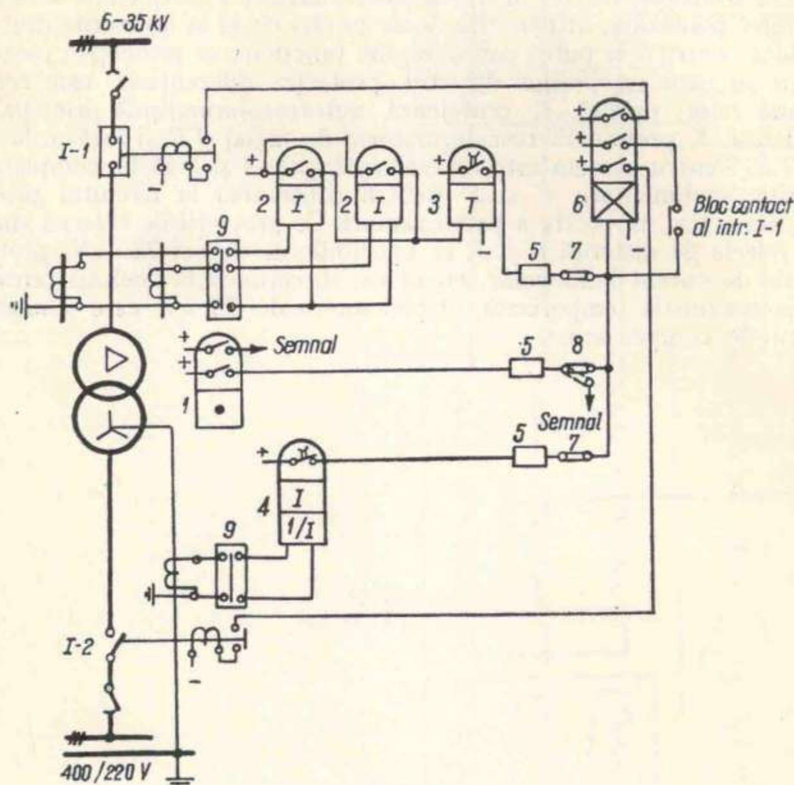


Fig. 7.40. Schema generală de protecție a unui transformator cu puterea sub 1 600 kVA, 6—35/0,4 kV:

1 — releu de gaze; *2* — releu de curent; *3* — releu de timp; *4* — releu de curent, temporizat; *5* — releu de semnalizare; *6* — releu intermediar; *7*, *8* — dispozitive de deconectare; *9* — bloc de încercare.

— semnalizare preventivă de suprasarcină (releele *8* și *9*), de gaze și de temperatură (releul *10*).

Schema din fig. 7.41, mai cuprinde și circuite pentru comanda declanșării de rezervă a celorlalte întreruptoare conectate la bara de 110 kV, prin dispozitivul DRRI (dispozitiv de rezervă în caz de refuz al unui întreruptor) și pentru comanda de către protecție a pornirii osciloperturbografului.

În ambele scheme (din fig. 7.40 și 7.41), fiecare protecție este prevăzută cu semnalizarea acționării, prin relee de semnalizare, cu blocuri de încercare

(în afara releelor montate pe transformator) și cu dispozitive de deconectare.

O instalație de protecție mai complexă, de exemplu a unui ansamblu format dintr-un autotransformator de 400/220 kV și un transformator auxiliar de reglaj sub sarcină a raportului de transformare, este reprezentată sub forma unei scheme bloc în fig. 7.42. Instalația conține protecțiile folosite și la celelalte transformatoare, cu cîteva particularități. Pentru eliminarea rapidă a defectelor polifazate, atît în cele două unități cît și la legăturile dintre ele, și totodată pentru a se putea cunoaște, din funcționarea protecției, partea din instalație în care s-a produs defectul, protecția diferențială este realizată prin două relee: primul, *4*, protejează autotransformatorul principal *AT*, iar al doilea, *5*, protejează transformatorul de reglaj *TR* și legăturile dintre *AT* și *TR*. Pentru aceasta este necesar ca releele *4* și *5* să fie completate cu dispozitive suplimentare *4'* și *5'* pentru conectarea la circuitul protecției diferențiale a trei, respectiv a patru ramuri. Ca protecții de rezervă sînt prevăzute releele de distanță *6* și *7*, la tensiunile de 400 și 220 kV, protecțiile maximale de curent homopolar, cu blocaj direcțional la aceleași tensiuni și protecția maximală temporizată *10* pe ramura de 22 kV, care alimentează instalații de compensare.

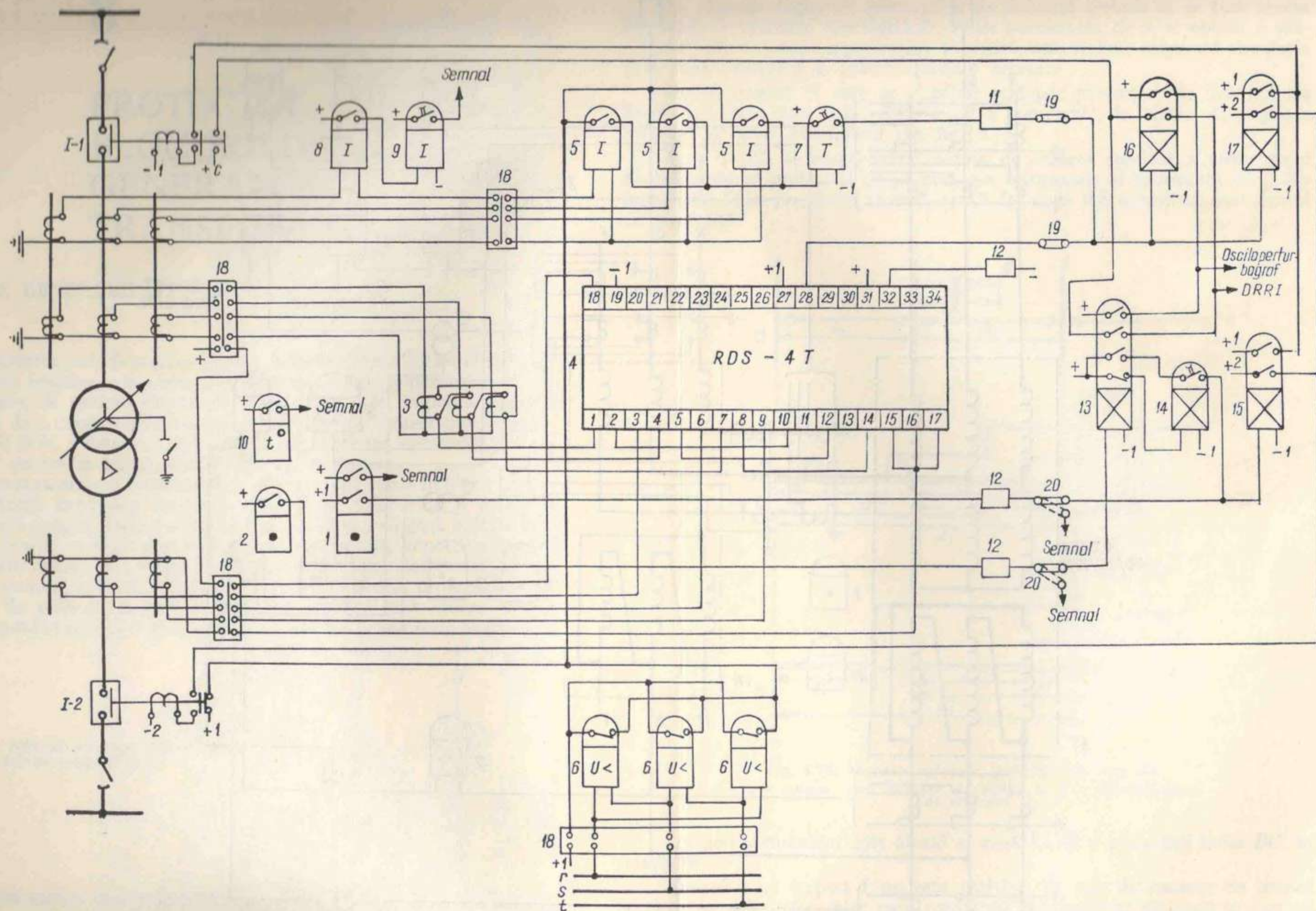


Fig. 7.41. Schema generală de protecție a unui transformator cu puterea de 10–80 MVA, 110/6–20 kV, cu reglaj în sarcină:
1 – releu de gaze; *2* – releu de presiune; *3* – transformator de egalizare; *4* – releu diferențial; *5* – relee de curent; *6* – releu de tensiune; *7–9*, relee de timp; *10* – releu de temperatură; *11, 12* – relee de semnalizare; *13, 17* – relee intermediare; *18* – bloc de încercare; *19, 20* – dispozitive de deconectare.

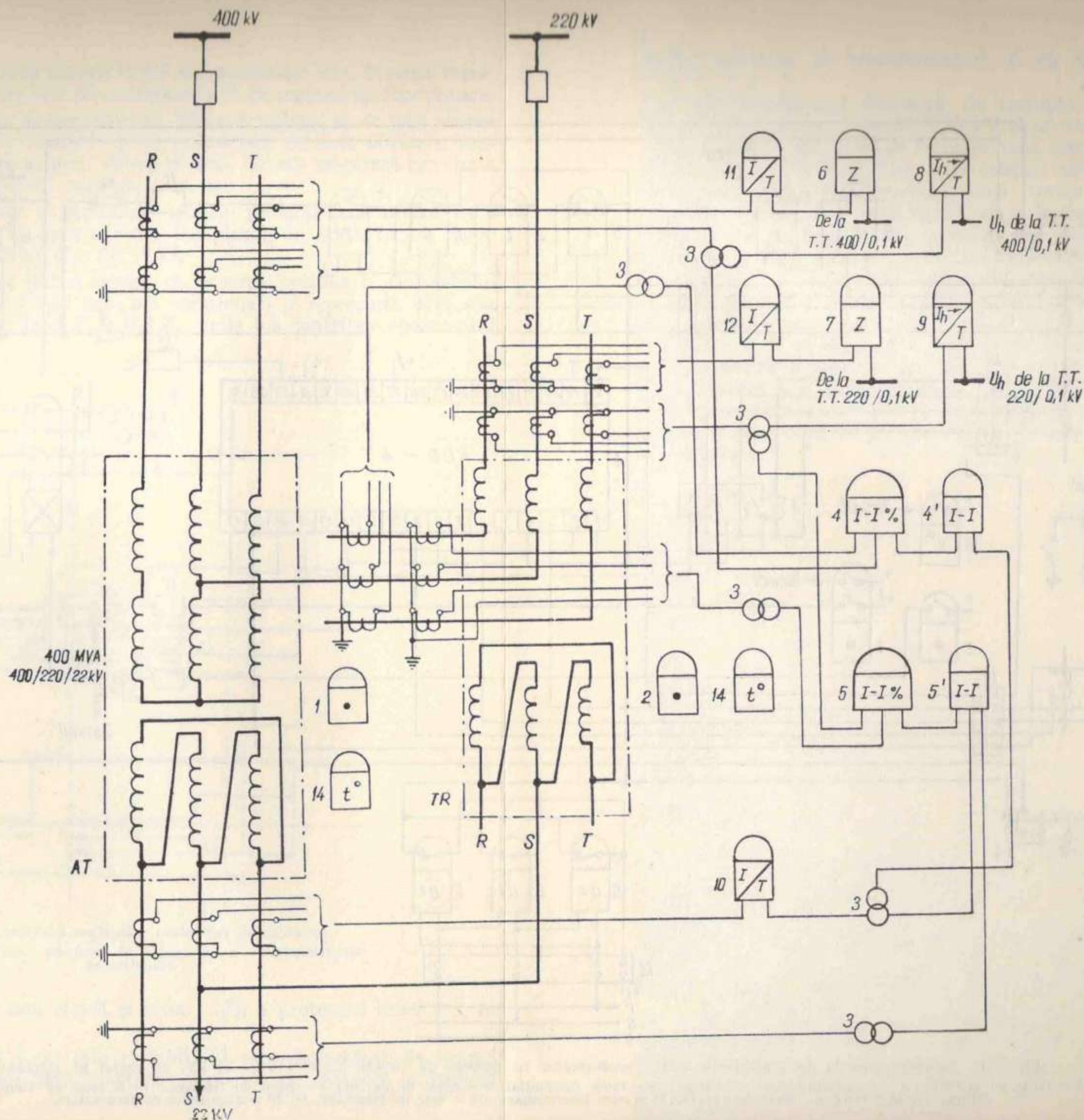


Fig. 7.42. Schema bloc de protecție a unui autotransformator (AT) 400/220 kV, cu reglajul tensiunii prin transformator (TR): *1, 2* — protecții de gaze; *3* — transformatoare de egalizare; *4, 5* — protecții diferențiale; *6, 7* — protecții de distanță; *8, 9* — protecții maximale de curent homopolar, temporizate; *10* — protecție maximală temporizată; *11, 12* — protecții de suprasarcină.

8

PROTECȚIA BLOCURILOR GENERATOR-TRANSFORMATOR

8.1. GENERALITĂȚI

Creșterea puterii produse în sistemele electroenergetice se obține în primul rînd prin instalarea în centralele electrice a unor generatoare cu puteri unitare mari, de ordinul sutelor de MW. Acest fapt, împreună cu dificultățile tehnice de a conecta direct la bare, generatoare, a căror putere unitară depășește 50 MW, a determinat în ultimii ani creșterea deosebită a numărului de blocuri generator-transformator date în exploatare.

Generatoarele și transformatoarele care sînt legate în bloc trebuie echipate cu protecții împotriva acelorași categorii de defecte ca și în cazul cînd ar funcționa separat. Deoarece ele formează totuși o singură unitate funcțională, devine posibil ca unele protecții și anume protecțiile împotriva scurtcircuitelor polifazate interne și a suprasarcinilor și scurtcircuitelor exterioare să fie folosite în comun, ceea ce simplifică întrucîtva schema protecției în ansamblu. Modul de realizare a acestor protecții prezintă însă cîteva particularități, care depind în primul rînd de schema circuitelor primare ale blocului. În fig. 8.1

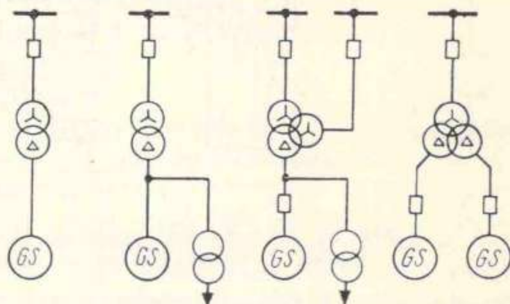


Fig. 8.1. Scheme ale unor blocuri generator-transformator.

sînt reprezentate cîteva scheme mai uzuale ale blocurilor generator-transformator.

Celelalte protecții ale generatorului și anume, împotriva scurtcircuitelor între spirele înfășurării statorice, a punerilor la pămînt în circuitele de exci-

ţie, a reducerii excitaţiei, a creşterii tensiunii statorice şi a puterii active inverse se rezolvă în acelaşi mod ca în cazul generatoarelor care debitează direct pe bare, aşa cum s-a arătat la cap. 6. Nu diferă de asemenea, faţă de soluţiile folosite la protecţia transformatoarelor şi descrise în cap. 7, protecţia de gaze şi (atunci cînd se utilizează) protecţia de cuvă. O rezolvare diferită are însă protecţia împotriva punerilor la pămînt în înfăşurările statorului.

8.2. PROTECŢIA ÎMPOTRIVA SCURTCIRCUITELOR POLIFAZATE INTERNE

Împotriva scurtcircuitelor polifazate, care apar în elementele componente ale blocurilor generator-transformator, se foloseşte protecţia diferenţială longitudinală, deoarece puterile unităţilor care formează blocul depăşesc cu mult limitele cerute de norme pentru prevederea acestei protecţii. Se prevede întotdeauna o protecţie diferenţială comună, a întregului bloc, dacă între generator şi transformator nu există întrerupător (fig. 8.2, *a* şi *b*). În cazul în care puterea generatorului este de 100 MW sau mai mare, acesta se echipează în plus şi cu o protecţie diferenţială proprie. Aceiaşi soluţie se aplică şi la generatoarele mai mici de 100 MW, la care protecţia diferenţială a blocului are o

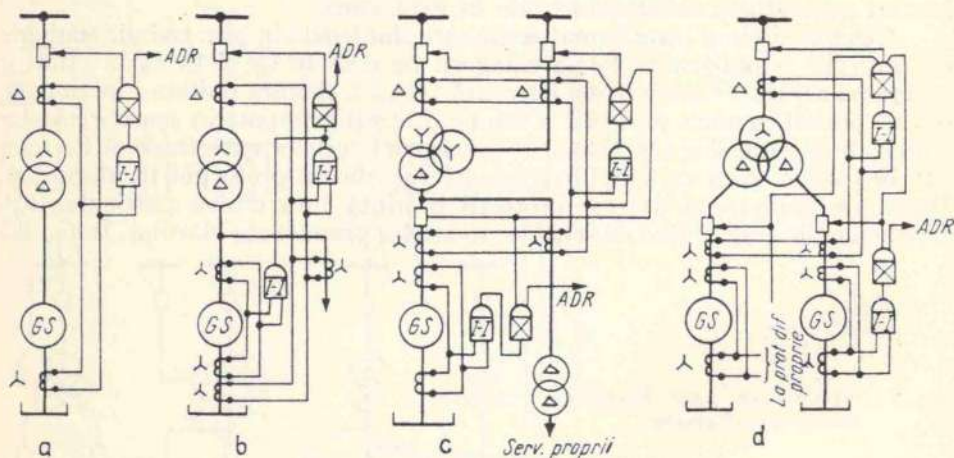


Fig. 8.2. Protecţii diferenţiale ale blocurilor generator-transformator: *a* — comună; *b* — comună şi separată pentru generator; *c* şi *d* — separate.

sensibilitate mai mică, de exemplu dacă curentul ei de pornire este mai mare decît 1,3 I_n.

Protecţia diferenţială a blocurilor cu întrerupător între generator şi transformator se realizează separat pentru fiecare unitate (fig. 8.2, *c* şi *d*); legarea circuitelor protecţiei la transformatoarele de curent trebuie făcută în aşa fel, încît să nu rămînă în afara zonelor protecţiilor diferenţiale nici un

element de legătură între generator, transformatorul principal şi transformatorul derivaţie pentru alimentarea serviciilor interne. La blocurile care au transformatoare ridicătoare cu mai mult de două înfăşurări (ca în exemplele din fig. 8.2, *c*), protecţia diferenţială a generatorului va comanda în afară de ADR, declanşarea numai a întreruptorului propriu, pentru ca în cazul unei avarii interne în generator, să se menţină legătura de tranzit efectuată de transformatorul ridicător între cele două bare la care este racordat. În mod similar se procedează şi în cazul blocului din fig. 8.2, *d* sau la blocurile la care după deconectarea generatorului, transformatorul principal rămîne în funcţiune să alimenteze transformatorul propriu de servicii interne.

Transformatorul de servicii proprii nu se include în protecţia diferenţială comună deoarece în majoritatea cazurilor, din cauza impedanţei sale relativ mari în comparaţie cu impedanţele celorlalte unităţi ale blocului, protecţia diferenţială comună nu poate fi reglată în aşa fel, în majoritatea cazurilor, încît să fie sensibilă la scurtcircuite în orice punct al înfăşurărilor sale. De aceea transformatorul de servicii proprii, legat în derivaţie, se echipează cu protecţie diferenţială proprie, soluţie care, în afară de avantajul unei sensibilităţi corespunzătoare, permite şi o localizare mai precisă a defectelor interne ale blocului.

La blocurile de mare putere (peste 100 MW) o particularitate constructivă constă în faptul că transformatoarele de curent de pe legăturile dintre generator şi transformator sînt de execuţie specială, fiind incluse în bare capsulate. Caracteristicile lor electrice trebuie să respecte însă condiţiile cerute de protecţiile pe care le alimentează.

Protecţia diferenţială separată a generatorului unui bloc se execută ca şi în cazul generatoarelor racordate direct la bare, astfel cum s-a arătat în cap. 6, iar pentru protecţia diferenţială comună sînt valabile principiile şi regulile de realizare ale protecţiei diferenţiate a transformatoarelor, descrise la cap. 7.

8.3. PROTECŢIA ÎMPOTRIVA PUNERILOR LA PĂMÎNT ÎN ÎNFĂŞURAREA STATORICĂ A GENERATORULUI

Spre deosebire de generatoarele racordate direct la bare, la generatoarele care funcţionează într-o schemă bloc, deci sînt separate galvanic de reţea, curenţii de punere la pămînt sînt foarte mici şi nu pot servi decît cu luarea unor măsuri speciale, drept criteriu de defect. Însă, după cum s-a arătat în cap. 6, chiar un curent de punere la pămînt de valoare mică poate duce, dacă defectul nu este detectat şi se menţine mai mult timp, la extinderea defectului iniţial şi în final la deteriorări grave ale miezului de fier al maşinii. Ţinînd seama şi de puterile foarte mari ale generatoarelor care funcţionează în scheme bloc, protecţia împotriva punerilor la pămînt a înfăşurării statorice are o importanţă deosebită.

Protecţia poate fi realizată în mai multe moduri, în raport cu sistemul ales pentru tratarea neutrului generatorului.

O soluție simplă și economică, frecvent utilizată în unele țări, constă în legarea la pămînt, printr-o rezistență, a neutrului generatorului (fig. 8.3). Acest procedeu permite ca în cazul unei puneri la pămînt în generator, să ia naștere un curent de defect care să poată fi măsurat de un releu de curent,

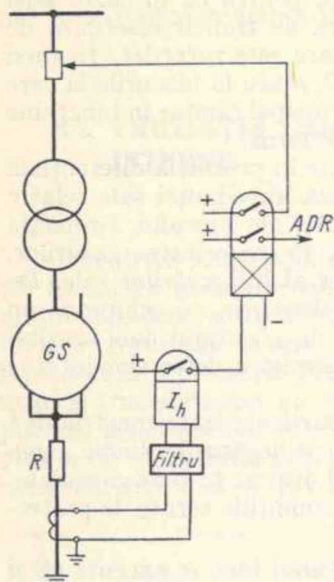


Fig. 8.3. Protecția împotriva punerilor la pămînt a înfășurării statorice a unui generator cu neutrul legat la pămînt prin rezistență.

desensibilizat de armonica de ordinul trei. Releul este alimentat printr-un transformator de curent înseriat pe conductorul de legătură neutru — pămînt. Valoarea rezistenței este astfel aleasă încît curentul de defect să nu depășească, în cazul unei puneri la pămînt la borne, o limită fixată de constructorul mașinii

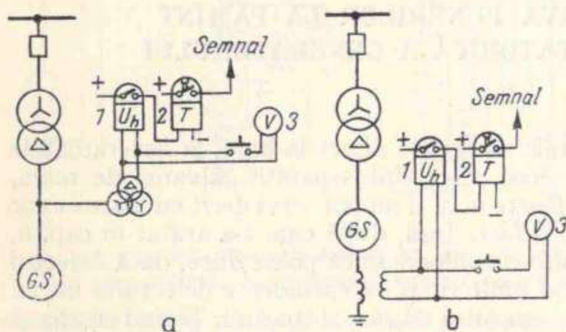


Fig. 8.4. Protecția împotriva punerilor la pămînt a înfășurării statorice a unui generator cu neutrul izolat sau legat la pămînt printr-o impedanță mare.

(în general sub 30 A). Gama de reglaj a releului este de 1—2 A, pentru curenții de defect limitați la o valoare de 15—30 A.

O altă soluție, de asemenea simplă și cu o largă răspîndire, se bazează pe controlul deplasării punctului neutru (care rămîne izolat față de pămînt),

în cazul unui defect cu punere la pămînt. Aceasta este o protecţie de tensiune homopolară, pentru care este suficient un releu de tensiune, care poate fi alimentat, fie cu tensiunea homopolară de la bornele generatorului (fig. 8.4, *a*) folosind un transformator de tensiune trifazat avînd miezul cu cinci coloane, fie cu tensiunea faţă de pămînt a punctului neutru, cu ajutorul unui transformator de tensiune special (fig. 8.4, *b*). Dacă se foloseşte un releu de tensiune simplu, protecţia se reglează deobicei la 15 V pentru a nu fi sensibilă la tensiunile de dezechilibru, care pot apare la bornele releului. Pentru măsurarea acestui dezechilibru, schema protecţiei conţine şi un voltmetru de control. Sensibilitatea protecţiei poate fi îmbunătăţită, reducînd valoarea minimă de reglaj pînă la 5 V. Pentru aceasta se foloseşte un releu de tensiune desensibilizat faţă de armonicele de ordinul trei şi superioare, cu ajutorul unui filtru. Acţionarea protecţiei este temporizată. Pentru situaţia în care protecţia comandă numai semnalizarea, releul de tensiune trebuie să suporte permanent o tensiune mai mare decît aceea la care este reglat, deoarece, în cazul unei

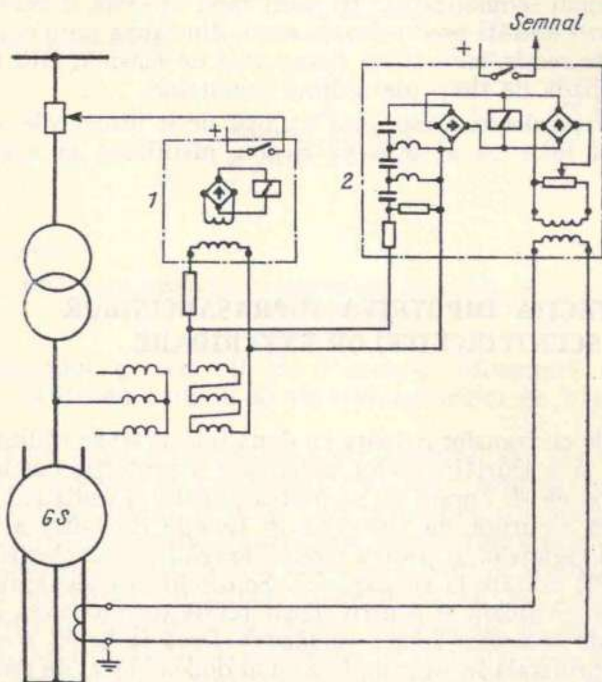


Fig. 8.5. Protecţia împotriva punerilor la pămînt a întregii înfăşurări statorice a unui generator.

puneri la pămînt la bornele generatorului, tensiunea homopolară ajunge la 100 V.

Protecţia de tensiune homopolară este simplă, dar are o zonă moartă între 5—15% a cărei existenţă s-a dovedit a fi dăunătoare în unele cazuri reale de defect. De aceea s-au creat şi alte dispozitive de protecţie, mai sensibile,

ale căror domeniu de acționare cuprinde pînă la 100% din înfășurările statorului.

O astfel de instalație (fig. 8.5), realizată de firma Siemens, este compusă din două relee alimentate cu tensiunea homopolară de la transformatorul de tensiune al generatorului. Cu releul *1*, care protejează circa 80% din înfășurarea statorului, se măsoară tensiunea de deplasare a neutrului generatorului, întocmai ca în soluția din fig. 8.4. Restul înfășurării statorului, pînă la punctul neutru, se protejează cu releul *2*. Funcționarea acestuia se bazează pe creșterea conținutului armonicelor de ordinul trei în tensiunea generatorului în cazul unei puneri la pămînt a înfășurării statorice. Sensibilitatea releului față de armonicile de ordinul trei este mărită cu ajutorul unui filtru, iar pentru a se preveni funcționarea sa eronată datorită acelorași armonici, produse însă de curenții mari de sarcină ai generatorului, releul este prevăzut cu un circuit de compensare alimentat cu curentul pe fază.

Se obișnuiește ca releul *1* să comande declanșarea generatorului, iar releul *2* să comande numai semnalizarea. În acest mod se evită deconectarea bruscă de la rețea a unei unități producătoare mari, din cauza unui curent de punere la pămînt foarte redus, care poate fi suportat de mașină, fără nici o urmare, o anumită perioadă de timp (de ordinul minutelor).

Deși instalația descrisă este mai scumpă decît protecțiile simple descrise anterior, totuși folosirea ei este pe deplin justificată la mașinile de mare putere.

8.4. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA SUPRASARCINILOR ȘI A SCURTCIRCUITELOR EXTERIOARE

La blocurile cu transformatoare cu două înfășurări se utilizează împotriva suprasarcinilor și a scurtcircuitelor exterioare o protecție comună, conectată la transformatoarele de curent de pe partea punctului neutru al generatorului. Pentru alegerea tipurilor de protecție în funcție de puterea generatorului, pentru calculul reglajelor și pentru modul de realizare a schemelor respective, sînt valabile cele arătate la subcap. 6.7. Sensibilitatea blocajului de tensiune minimă trebuie verificată și pentru scurtcircuite care ar avea loc la capetele liniilor racordate la aceleași bare cu blocul. Dacă în urma acestei verificări, apare necesar, protecția se va completa cu al doilea blocaj de tensiune minimă, alimentat de la transformatoarele de tensiune conectate la barele centralei.

La blocurile cu transformatoare cu trei înfășurări, în afara protecțiilor realizate după cum s-a arătat la începutul acestui subcapitol (care sînt necesare în primul rînd pentru generator), trebuie instalate protecții maximale de curent, dacă este necesar cu blocaj direcțional, și pe celelalte înfășurări. La unitățile mari se pot prevedea și relee de distanță. Instalarea și reglarea acestor protecții trebuie astfel efectuată, încît să se asigure deconectarea selectivă a scurtcircuitelor pe bare sau în rețelele racordate la aceste bare. În general, pentru

aceste protecţii sînt valabile considerentele şi indicaţiile privind protecţia transformatoarelor cu trei înfăşurări (subcap. 7.6).

O realizare diferită, în cazul blocurilor generator-transformator care sînt conectate la o reţea cu neutrul legat direct la pămînt, o are protecţia de rezervă împotriva scurtcircuitelor monofazate din reţea. O schemă des utilizată,

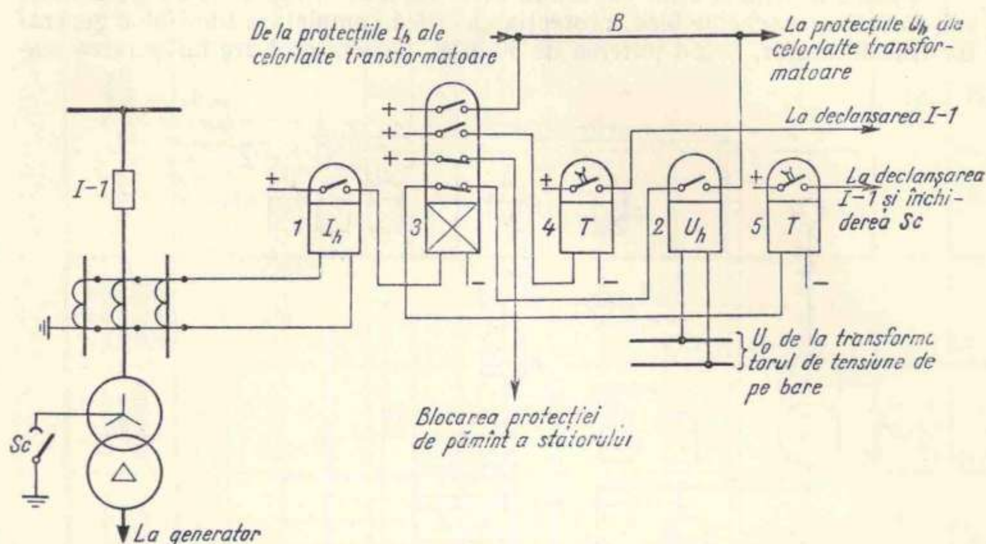


Fig. 8.6. Protecţia unui bloc generator-transformator împotriva scurtcircuitelor monofazate exterioare.

datorită avantajului pe care îl are de a nu fi influenţată de regimul de funcţionare al neutrului propriu al transformatorului de bloc, este arătată în fig. 8.6.

După cum se vede, protecţia foloseşte curentul sau tensiunea homopolară, în raport cu regimul de funcţionare real. Dacă neutrul transformatorului de bloc este legat la pămînt, în cazul unui scurtcircuit monofazat, este acţionat releul de curent homopolar *1* care, prin releele intermediar *3* şi de timp *4*, comandă declanşarea întreruptorului principal al blocului. Totodată, releul *3* mai îndeplineşte şi următoarele funcţiuni: alimentează cu plus operativ bareta *B*, blochează protecţia împotriva punerilor monofazate la pămînt în stator şi întrerupe circuitul operativ al protecţiei de tensiune homopolară. Dacă la apariţia scurtcircuitului, neutrul transformatorului de bloc nu este legat la pămînt, în locul releului *1* care nu mai are condiţii de lucru, va funcţiona releul de tensiune homopolară *2*, care primeşte plusul operativ de pe bareta *B* şi prin contactul normal închis al releului *3* va comanda, prin releul de timp *5*, declanşarea întreruptorului principal şi anclanşarea separatorului de punere la pămînt a neutrului transformatorului. Ultima operaţie este necesară, mai ales cînd distanţa dintre transformator şi întreruptor este mai mare, pentru a nu lăsa partea de înaltă tensiune a transformatorului nelegată la pămînt, după declanşarea întreruptorului principal.

8.5. SCHEMA GENERALĂ DE PROTECȚIE A UNUI BLOC GENERATOR-TRANSFORMATOR

Pentru ilustrarea celor expuse în acest capitol, în fig. 8.7 s-a reprezentat, sub forma unei scheme-bloc, protecția electrică completă a unui bloc generator-transformator, avînd puterea de 50 MW. Generatorul are înfășurarea sta-

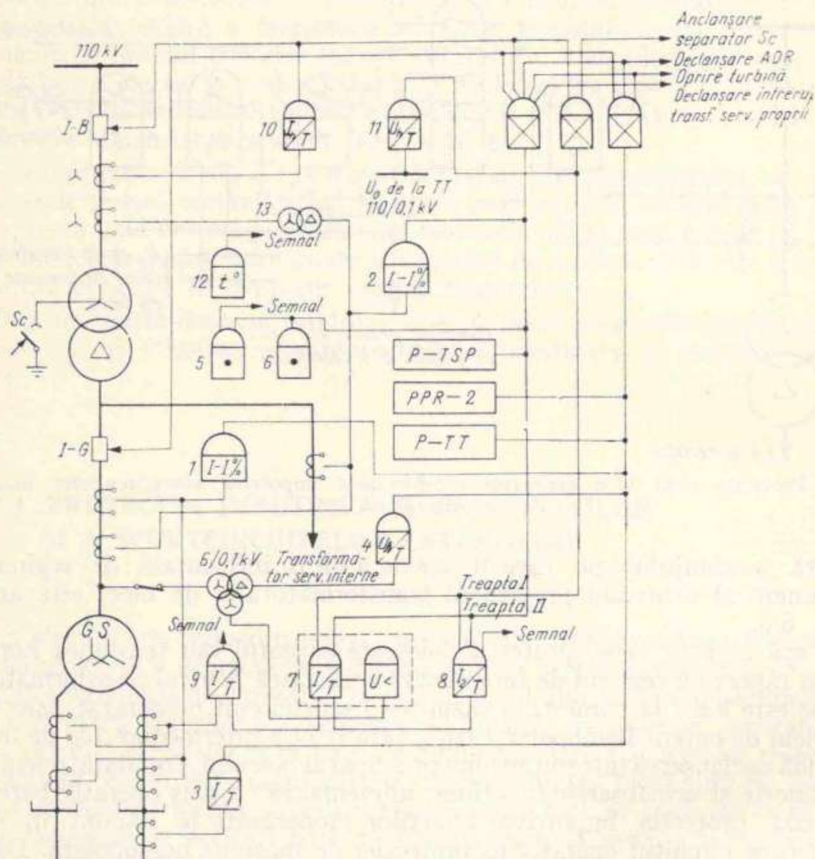


Fig. 8.7. Schema generală de protecție a unui bloc generator transformator: *1, 2* — protecții diferențiale longitudinale; *3* — protecție diferențială transversală; *4* — protecție de pămînt statorică; *5* — protecție de gaze; *6* — protecție de presiune; *7* — protecție maximală pentru scurtcircuite simetrice; *8* — idem, pentru scurtcircuite și suprasarcini nesimetrice; *9* — idem, pentru suprasarcini simetrice; *10, 11* — protecții homopolare pentru scurtcircuite monofazate; *12* — protecții de temperatură; *13* — transformatoare de egalizare.

torului construită în stea dublă și are prevăzut la borne întreruptor pentru a permite alimentarea serviciilor proprii din transformatorul de bloc înainte de sincronizare sau după declanșarea generatorului. Legătura la pămînt a

Tabelul 8.1

Tipul protecţiilor			Întreru-pător bloc	Întreru-pător generator	Întrerupător transformator servicii proprii	ADR	Oprire turbină	Separator scurtcircuitare	Semnal
Protecţii împotriva defectelor interne	Diferenţială longitudinală generator			×		×	×		
	Diferenţială transversală generator			×		×	×		
	Punere la pămînt în stator			×		×	×		
	Punere la pămînt într-un punct în rotor								×
	Punere la pămînt în două puncte în rotor			×		×	×		
	Diferenţială longitudinală transformator bloc		×	×	×	×	×		
	Gaze transformator bloc		×	×	×	×	×		×
	Protecţia transformatorului servicii proprii		×	×	×	×	×		
Protecţii împotriva defectelor externe	Maximală de curent împotriva scurtcircuitelor simetrice şi nesimetrice	Treapta I	×					×	
		Treapta a II-a	×	×	×	×	×		
	Maximală de curent împotriva suprasarcinilor								×
	Creştere temperatură la transformator bloc								×
	Împotriva scurtcircuitelor monofazate în reţeaua 110 kV	Protecţie de I_0	×						
		Protecţie de U_0	×					×	
	Protecţii tehnologice ale turbinei			×		×	×		

neutrului transformatorului se efectuează printr-un separator special de scurtcircuitare cu comandă de la distanţă.

Instalaţia este constituită din protecţia împotriva următoarelor defecte şi regimuri anormale:

— scurtcircuite polifazate în generator şi în transformatorul de bloc, cu protecţii diferenţiale longitudinale *1* şi respectiv *2*;

— scurtcircuite între spirele înfăşurărilor statorice ale generatorului, cu protecţie diferenţială transversală *3*;

— puneri la pămînt în statorul generatorului, cu protecţie de tensiune homopolară *4*;

— defecte interne în transformator şi comutatorul sub sarcină, cu protecţie de gaze *5* şi de presiune *6*;

— scurtcircuite exterioare simetrice, cu protecţie maximală de curent cu blocaj de tensiune minimă *7*, cu două trepte de timp;

— scurtcircuite exterioare şi suprasarcini nesimetrice, cu protecţie maximală de curent de secvenţă inversă *8*, cu două trepte de timp pentru declanşare şi o treaptă de semnalizare;

— suprasarcini simetrice, cu protecţie maximală de curent, temporizată *9*;

— scurtcircuite monofazate în reţeaua de 110 kV, cu protecţie homopolară temporizată de curent *10* şi de tensiune *11*;

— depăşiri ale temperaturii în transformator, cu protecţia termică *12*.

În afară de protecţiile figurate în schemă, blocul generator-transformator mai este echipat şi cu protecţii de punere la pămînt în rotorul generatorului, PPR-1 (într-un punct) şi PPR-2 (în două puncte), protecţia transformatorului derivaţie de servicii proprii (P-TSP) şi protecţiile tehnologice ale turbinei (P-TT).

Toate aceste protecţii acţionează diferenţiat asupra aparatelor de comutaţie din circuitul electric principal, cum şi asupra ventilului de închidere rapidă a turbinii, după cum este arătat în tabelul 8.1. Organizarea acestor acţionări se face în aşa fel, încît protecţiile să separe, pe cît permite schema de comutaţie primară şi condiţiile tehnologice, numai partea de instalaţie avariată. Procedînd astfel, se reduce la minim timpul de restabilire a funcţionării normale după eliminarea defectului sau în cazul unei acţionări greşite a protecţiei.

9

PROTECŢIA BARELOR COLECTOARE

9.1. PARTICULARITĂŢILE PROTECŢIEI BARELOR

Ca şi în celelalte instalaţii electrice trifazate, defectele pe barele de conexiuni ale centralelor şi staţiilor electrice pot fi monofazate sau polifazate. Scurtcircuitele monofazate nu pot apărea decît pe barele reţelelor cu punctul neutru legat direct la pămînt. În reţelele cu punctul neutru izolat, contactele accidentale dintre o fază şi pămînt nu reprezintă scurtcircuite, ci regimuri anormale care sînt detectate şi semnalizate de dispozitivele de control ale izolaţiei barelor.

Probabilitatea apariţiei unui defect pe bare este în general foarte mică; totuşi, faţă de întinderea neînsemnată a barelor în comparaţie cu aceea a reţelelor, procentajul defectelor pe bare, raportat la totalitatea defectelor dintr-o reţea, este relativ mare (pînă la 5%), cele mai numeroase fiind scurtcircuitele monofazate. Cauzele cele mai frecvente ale scurtcircuitelor monofazate sînt supratensiunile atmosferice, care determină străpungerea izolaţiei unei faze faţă de pămînt sau conturarea izolatoarelor, din cauza impurităţilor care se depun pe ele (de exemplu, în staţiile exterioare din apropierea uzinelor chimice). În cazul reţelelor cu curenţi mici de punere la pămînt, cele mai numeroase defecte pe bare sînt scurtcircuitele polifazate, provocate de defectări ale aparatajului şi în special de greşeli de manevră.

Scurtcircuitele pe bare reprezintă unul dintre defectele cele mai grave, din cauza urmărilor pe care le au în exploatare. Pe de o parte, barele fiind puncte nodale ale reţelei, apar curenţi de scurtcircuit foarte mari, care, prin efectele lor termice şi dinamice, produc deteriorări importante în instalaţii. Pe de altă parte, un scurtcircuit pe bare duce la deconectarea tuturor elementelor racordate la bare: generatoare, transformatoare, linii de transport, de interconexiune sau de distribuţie, astfel că o bună parte a sistemului este afectată. Din aceste motive, pentru localizarea şi lichidarea defectelor pe bare este necesar să existe protecţii care să acţioneze sigur şi rapid. Protecţia barelor poate fi realizată în două moduri; cu ajutorul protecţiilor elementelor racordate la bare sau cu protecţii proprii.

9.2. PROTECȚIA BARELOR CU AJUTORUL PROTECȚIILOR ELEMENTELOR VECINE

Modul de protejare a barelor prin acest sistem este reprezentat în fig. 9.1. De exemplu, barele de tensiune joasă ale unei stații coborîtoare (*A* și *B—B'*) sînt protejate, în mod normal, de protecțiile maximale ale transformatoarelor

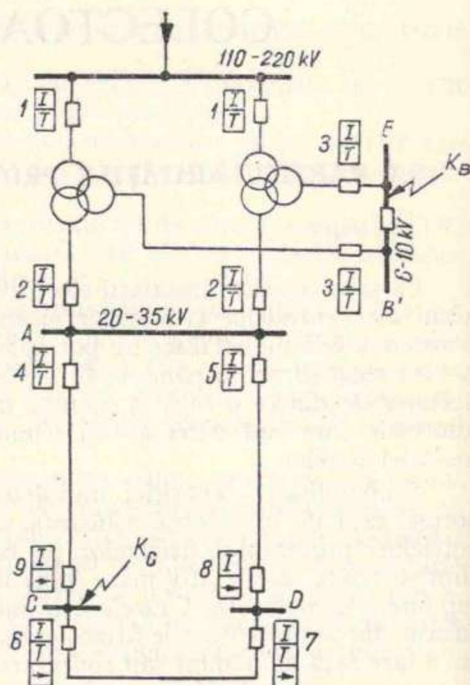


Fig. 9.1. Protecția barelor din stații cu ajutorul protecțiilor transformatoarelor și ale liniilor.

stației și anume: protecțiile *2* și *3* în stațiile cu transformatoare cu trei înfășurări și protecția *1*, în cazul transformatoarelor cu două înfășurări. Barele colectoare ale stațiilor *C* și *D* sînt protejate de protecțiile maximale direcționale sau nedirecționale ale liniilor racordate la bare. De exemplu, în cazul unui defect în punctul K_c vor acționa protecțiile *4* și *7*.

În rețelele protejate cu relee de distanță (fig. 9.2), barele unei stații (de exemplu din *B*) sînt protejate de releele din *A* și *C* ale liniilor convergente, care deconectează defectul cu timpul treptelor secunde.

Barele centralelor, dacă n-au protecții proprii, sînt protejate, în cazul scurtcircuitelor, de protecțiile maximale temporizate ale grupurilor.

Schemele și releele utilizate pentru aceste protecții nu diferă de cele ale protecțiilor obișnuite. Avantajele principale ale acestor soluții sînt: simpli-

tatea și economicitatea. Dezavantajul lor principal este timpul mare de lichidare a avariei, din care cauză ele dau rezultate bune numai în rețelele secundare sau cele în care se admit timpi de acționare mai mari.

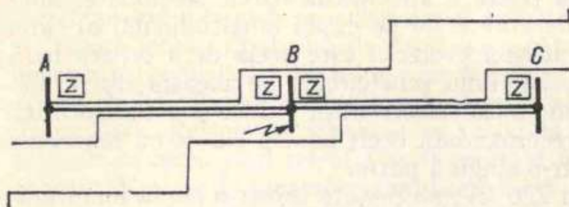


Fig. 9.2. Protecția barelor cu ajutorul protecțiilor de distanță ale liniilor.

9.3. PROTECȚIILE PROPRII ALE BARELOR

După cum s-a văzut în paragraful precedent, lichidarea unui scurtcircuit pe bare de către protecțiile elementelor racordate la aceste bare, se face cu o oarecare temporizare, rezultată din condițiile de selectivitate ale protecției în ansamblu. Această temporizare, care se află în general între limitele 0,4 s (la protecțiile de distanță ale liniilor) și 3 s (la protecțiile maximale ale blocurilor generator-transformator), poate determina regimuri anormale de funcționare sau extinderi de defecte și anume:

— perturbarea stabilității dinamice a sistemului energetic, urmată de apariția pendulațiilor și de ieșirea din sincronism a unor generatoare;

— funcționarea barelor legate direct de bara defectă (prin cuple sau linii scurte) cu o tensiune redusă, și pe o durată care depășește limitele admise de o exploatare normală a unor consumatori, sensibili la variații de tensiune, cum sînt de exemplu, serviciile interne ale centralelor;

— solicitarea termică, peste limitele admisibile, a căilor de curent racordate la bare și, ca urmare, deteriorarea gravă a utilajului din stație;

— în stațiile cu mai multe sisteme de bare, inexistența unei protecții proprii a barelor face ca defectele produse pe un sistem să antreneze deconectarea și a elementelor racordate la celelalte sisteme de bare și, deci, ieșirea din funcțiune a întregii stații.

Toate aceste perturbații posibile constituie un temei suficient și totodată servesc și drept criterii pentru echiparea barelor colectoare ale centralelor și stațiilor electrice importante din sistem, cu protecții proprii.

Trebuie arătat însă și faptul că folosirea unei protecții de bare are și alte aspecte prin care se explică rezervele pe care unele exploatări o au față de aceasta:

— probabilitatea mai mare, datorită condițiilor de funcționare mai grele decît ale altor protecții, de acționare incorectă la defecte exterioare;

— circuitele și ansamblul instalațiilor unei protecții de bare sînt în general foarte complicate și, ca atare, susceptibile în mai mare măsură de defecțiuni și deci, de acționări greșite.

Protecțiile proprii ale barelor pot fi realizate ca protecții maximale de curent, de distanță, de curent de secvență homopolară, comparative direcționale sau de fază și diferențiale.

Protecția maximală de curent poate fi aplicată la barele secționate, fiind conectată la transformatoarele de curent de pe cupla longitudinală, al cărei întrerupător îl comandă. Rolul acestei protecții este acela de a separa bara sănătoasă de bara defectă, în cazul unui scurtcircuit pe aceasta din urmă. Cu toată simplitatea schemei, din cauza selectivității reduse și a temporizării mari, această protecție nu este recomandată decît pentru barele cu tensiunea sub 110 kV și cu alimentare dintr-o singură parte.

La barele simple de 110 sau 220 kV, secționate printr-o cuplă longitudinală, se poate folosi, în mod similar, o *protecție de distanță.* Pentru ca această protecție, conectată la transformatoarele de curent ale cuplei, să poată comanda declanșarea întreruptorului acesteia cu același timp, independent de bara defectă, organul ei direcțional se anulează.

Un alt caz de folosire a protecțiilor maximale de curent îl constituie barele de distribuție, de 6—10 kV, a căror plecări sînt echipate cu bobine de reactanță. Protecția maximală, de tipul cu tăiere de curent, se instalează la celula de alimentare a barei și se reglează în funcție de curentul de scurtcircuit după bobinele de reactanță.

Protecția de curent de secvență homopolară acționează numai în cazul cînd pe bara unei singure faze s-a produs o punere la pămînt. Întreaga construcție metalică a stației (portalele de susținere ale barelor, suporții separatoarelor etc.) nu se mai leagă la pămînt separat, ci prin intermediul unui

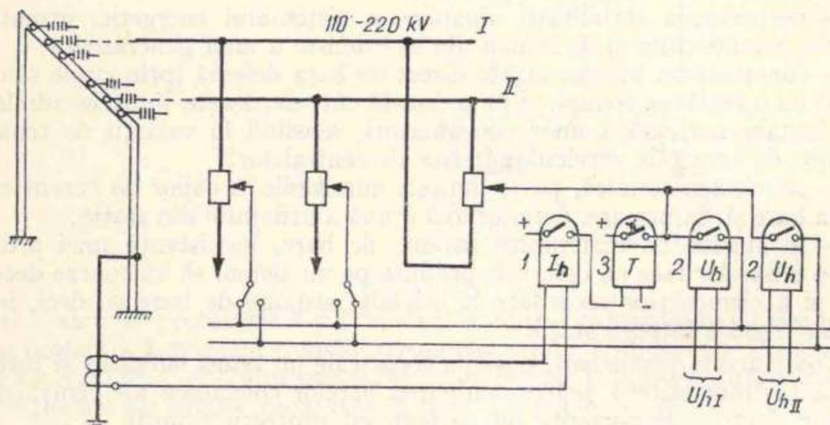


Fig. 9.3. Protecția de curent de secvență homopolară a barelor.

singur conductor (sau bară). Între acesta și centura de legare la pămînt a stației se leagă un transformator de curent, la a cărui înfășurare secundară este legat un releu de curent.

În fig. 9.3 este reprezentată schema de principiu a acestei protecții, pentru un sistem dublu de bare ale unei stații exterioare de 110 sau 220 kV. În funcționare normală, în cazul scurtcircuitelor polifazate fără punere la

pămînt sau al defectelor exterioare, prin releul *1* nu trece decît un curent parazit, cauzat de imperfecțiunile izolației. La apariția unui scurtcircuit monofazat pe bare, prin releul *1* trece curentul homopolar de defect și acesta comandă temporizat (după 0,3—0,5 s), prin releul de timp *3* declanșarea întreruptorului cuplei, separînd astfel cele două bare. Selectarea barei defecte și transmiterea impulsului de declanșare către toate întreruptoarele legate la aceasta este efectuată de releele de tensiune *2*, alimentate cu tensiune homopolară de la înfășurările în triunghi deschis ale transformatoarelor de tensiune de pe bare. Releele de tensiune au totodată și rolul de a bloca funcționarea schemei în cazul cînd releul *1* ar fi acționat de un I_{dez} superior curentului de pornire. Releele de tensiune se reglează la 35—40 V. Raportul de transformare al transformatorului de curent se alege în funcție de curentul maxim de închidere prin pămînt în caz de defect, iar curentul de reglaj al releului *1* se fixează la o valoare superioară curentului parazit permanent de închidere prin pămînt, care este ușor de măsurat. Pentru sensibilitatea protecției acest curent trebue să fie cît mai mic; aceasta se obține prin mai multe măsuri:

— izolarea electrică, față de construcția metalică de susținere a barelor, a celorlalte piese metalice (cutii terminale, armături etc.);

— intercalarea unor piese izolante în conductele de aer pentru acționarea aparatajului;

— divizarea barelor în două sau mai multe secții, echipată fiecare cu schema ei de protecție (la stațiile întinse).

Protecția de curent homopolar a barelor are avantajul că este simplă, ieftină și acționează la marea majoritate a defectelor care apar pe bare (scurtcircuitele monofazate).

Protecția comparativă direcțională controlează, prin releele direcționale, instalate pe fiecare element racordat la bare, sensul energiei prin aceste circuite. Dacă sensul puterii este îndreptat spre bare la toate elementele rezultă că scurtcircuitul este interior, pe bare, și protecția comandă deconectarea acestora; dacă pe cel puțin un element puterea are sensul spre exterior, rezultă că defectul este pe acest circuit și protecția de bare nu acționează. O schemă funcționînd după acest principiu s-a realizat în Franța, folosind însă organele direcționale ale releelor de distanță cu care sînt echipate majoritatea circuitelor racordate la bare.

În ultimii ani, au fost propuse (în Elveția, U.R.S.S., R.S. Cehoslovacă), *protecții comparative de fază* construite cu elemente statice, care au la bază controlul unghiului de fază al curenților care circulă prin circuitele racordate la bare.

Protecțiile diferențiale au cea mai mare răspîndire pentru protecția barelor. Principiul lor de funcționare este cel cunoscut de la generatoare și transformatoare, bazîndu-se pe folosirea curenților de circulație (fig. 9.4).

În funcționare normală sau în caz de scurtcircuit exterior (de exemplu pe linia *III* în punctul K_1), între curenții care parcurg circuitele racordate la bară (indicați prin săgeți pline) există relația

$$\bar{I}_{I} + \bar{I}_{II} + \bar{I}_{III} = 0, \qquad (9.1)$$

astfel încît curentul din circuitul diferențial ar trebui să fie nul. În realitate circuitul diferențial este parcurs de curentul de dezechilibru, produs de neidentitatea caracteristicilor transformatoarelor de curent ale protecției.

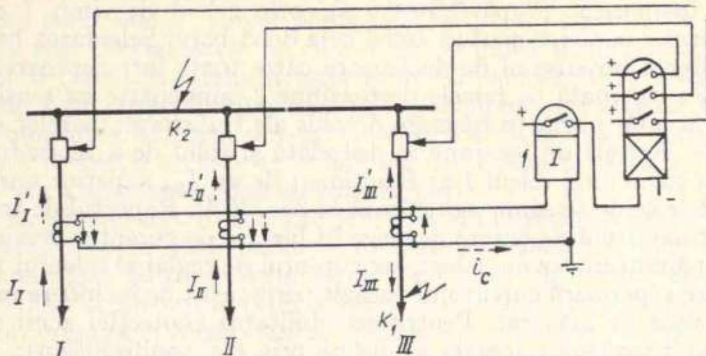


Fig. 9.4. Schema de principiu a protecției diferențiale a barelor.

În cazul unui scurtcircuit interior (de exemplu în K_2), în toate circuitele racordate la bare, curenții de defect (indicați prin săgeți întrerupte) curg spre bară, astfel că în circuitul diferențial apare un curent de circulație

$$\bar{i}_c = \frac{1}{n_c}\bar{I} = \frac{1}{n}(\bar{I}'_{\text{I}} + \bar{I}'_{\text{II}} + \bar{I}'_{\text{III}}), \tag{9.2}$$

care acționează releele (unde n_c este raportul de transformare a transformatoarelor de curent).

Problema cea mai dificilă care trebuie rezolvată pentru a realiza o protecție diferențială de bare sigură este eliminarea influenței transformatoarelor de curent în condițiile unor curenți mari de scurtcircuit. Printre soluțiile mai frecvent aplicate sînt următoarele:

— folosirea unor transformatoare de curent cu miezuri separate, cel afectat protecției diferențiale de bare avînd o cifră de supracurent foarte mare (mergînd pînă la 60);

— folosirea transformatoarelor intermediare cu saturație rapidă, TSR (v. subcap. 7.3);

— utilizarea — pentru alimentarea protecției diferențiale a unor transformatoare de curent fără miez de fier, la care este deci eliminat pericolul erorilor datorate saturației;

— folosirea releelor cu acțiune de frînare (v. subcap. 6.2) care este în prezent metoda cea mai răspîndită;

— condiționarea declanșării fiecărui întreruptor, comandată de protecția barelor, de demarajul protecției sale proprii;

— introducerea unei ușoare temporizări la transmiterea comenzii de declanșare de către protecție, reducîndu-se astfel pericolul unei declanșări incorecte la defecte exterioare.

În continuare, se vor descrie protecțiile diferențiale cu TSR și cu relee cu acțiune de frînare, deoarece acestea sînt folosite aproape exclusiv, în instalațiile noastre.

9.4. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ A BARELOR

9.4.1. Protecția diferențială cu transformatoare cu saturație rapidă

Toate circuitele primare, racordate la bare trebuie echipate cu transformatoare de curent care să aibă o înfășurare specială pentru protecție diferențială. În rețelele cu curenți mari de punere la pămînt, acestea trebuiesc instalate pe toate cele trei faze; în rețelele cu curenți mici de punere la pămînt, sînt suficiente numai pe două faze. Transformatoarele de curent folosite pentru protecția barelor trebuie să aibă același raport de transformare; dacă acest lucru nu este posibil, curenții secundari vor trebui egalizați fie cu ajutorul înfășurărilor de egalizare prevăzute în TSR, fie cu ajutorul transformatoarelor intermediare de egalizare, avînd coeficientul de saturație și clasa de precizie corespunzătoare pentru protecția diferențială.

Ca exemplu, în fig. 9.5 este reprezentată protecția diferențială a unei bare simple de 6—35 kV. Schema este realizată numai pe două faze. Legarea de protecție la pămînt a circuitelor protecției se face într-un singur punct, pe panoul pe care este instalată aceasta, înainte de blocul de încercare.

Releele *1* se conectează prin intermediul transformatoarelor cu saturație rapidă, în scopul reducerii influenței curenților de dezechilibru mari care pot apare în perioada tranzitorie a unui scurtcircuit exterior și care ar putea provoca acționarea greșită a protecției. În cazul barelor, acești curenți pot atinge valori deosebit de mari (pînă la 0,5—0,6 $I_{sc.ext}$), din cauza inegalității curenților care alimentează defectul prin fiecare circuit și caracteristicilor de magne-

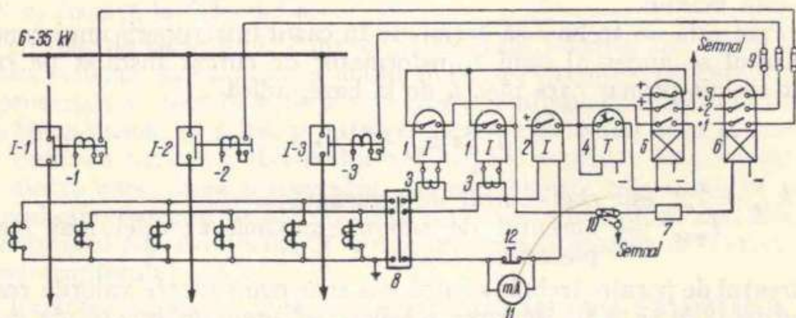


Fig. 9.5. Protecția diferențială cu TSR a unui sistem simplu de bare:
1, 2 — relee de curent; *3* — transformator cu saturație rapidă (TSR); *4* — releu de timp; *5, 6* — relee intermediare; *7* — releu de semnalizare; *8* — bloc de încercare; *9, 10* — dispozitive de deconectare; *11* — miliampermetru; *12* — buton cu contact n.î.

tizare în general diferite, ale transformatoarelor de curent. Ca exemplu, în fig. 9.5 este reprezentată protecția diferențială completă a unei bare simple de 6—35 kV. Schema este realizată numai pe două faze. Releul de curent *2* are rolul de a controla integritatea circuitelor protecției diferențiale; el este conectat pe conductorul de nul și este străbătut, în funcționare normală sau în caz de scurtcircuit exterior, de curentul de dezechilibru. Pentru măsurarea

acestui curent, în schemă se introduce miliampermetrul *11*, scurtcircuitat în mod normal de contactul butonului *12*; în cazul unui defect în circuitele secundare ale protecției diferențiale, acesta întrerupe plusul adus la releele de protecție, prevenind astfel o acționare greșită a acesteia și totodată comandă un semnal. Releul de timp *4* (stabil din punct de vedere termic) are rolul ca, prin temporizarea acționării releului *2*, să prevină scoaterea din funcțiune a protecției în cazul scurtcircuitelor interioare și acționarea semnalizării în cazul scurtcircuitelor exterioare însoțite de curenți $I_{dez} > I_p$.

Reglajul protecției. Curentul de pornire al protecției, respectiv al releelor de curent *1*, trebuie să satisfacă două condiții:

a. Protecția nu trebuie să acționeze în cazul scurtcircuitelor exterioare, adică

$$i_p \geqslant k_{sig} i_{dez.max}, \tag{9.3}$$

unde: k_{sig} este coeficientul de siguranță ($k_{sig} = 1,5$);
$i_{dez.max}$ — curentul de dezechilibru maxim în cazul scurtcircuitelor exterioare care se poate calcula cu formula

$$i_{dez.max} = (k_{id} \cdot k_{ap} \cdot \varepsilon_t + \varepsilon_e) I_{sc.max.ext} \frac{1}{n_c} \tag{9.4}$$

în care: k_{id} este coeficientul de identitate al transformatoarelor de curent ($k_{id} = 1$); k_{ap} — coeficientul de aperiodicitate ($k_{ap} = 1 ... 2$) — în cazul de față, folosindu-se TSR, $k_{ap} = 1$; ε_t — eroarea admisibilă a transformatoarelor de curent ($\varepsilon_t = 0,05$ sau $0,1$); ε_e — eroarea datorită transformatoarelor de egalizare; $I_{sc.max.ext}$ — curentul de scurtcircuit exterior, la bornele de plecare ale acelui circuit primar racordat la bare și în acel regim pentru care acest curent este maxim.

b. Protecția nu trebuie să acționeze în cazul întreruperii unui conductor din circuitul secundar al unui transformator de curent instalat pe cel mai încărcat circuit primar care pleacă de la bare, adică

$$i_p \geqslant k_{sig} \frac{I_{max}}{n_c}, \tag{9.5}$$

unde: $k_{sig} = 1,2$ este coeficientul de siguranță;
I_{max} — curentul de sarcină maximă al celei mai încărcate plecări.

Curentul de pornire trebuie să aibă cea mai mare dintre valorile rezultate din relațiile (9.3) și (9.5). Reglarea releelor de curent în funcție de valoarea aleasă se face cu ajutorul numărului de spire al înfășurării primare a TSR, după procedeul arătat la protecția transformatoarelor.

Curentul de pornire al releului *2* se determină în funcție de curentul de dezechilibru maxim din circuitele protecției, în funcționare normală, adică

$$i_p > \frac{k_{sig}}{k_{rev}} i_{dez.n}. \tag{9.6}$$

Practic, curentul de pornire se fixează la $(0,1 ... 0,2)i_n$. Releul de timp *4* se reglează cu o treaptă peste timpul cel mai mare al protecțiilor de rezervă ale plecărilor de la bară.

Pentru un sistem dublu de bare, la care se consideră o repartizare fixă a elementelor racordate, schema de principiu a protecției diferențiale cu TSR se realizează ca în fig. 9.6. Principiile de întocmire (conectarea transformatoarelor de curent, a releelor, etc.) și de funcționare a schemei sînt aceleași ca și în cazul precedent; pentru a permite însă scoaterea din funcțiune numai a barei defecte, schema prezintă cîteva elemente specifice.

Schema conține trei grupe de relee de curent, conectate prin transformatoare cu saturație rapidă. Releele *1* formează organul de pornire al schemei în cazul unui scurtcircuit pe una dintre bare, prin faptul că plusul ajunge la releele *2* și *3* numai dacă unul dintre releele *1* a acționat. În cazul unui scurtcircuit exterior, indiferent dacă repartizarea circuitelor primare pe bare s-a păstrat sau nu, prin înfășurările releelor *1* nu circulă decît curentul de dezechilibru, deci întreaga schemă este blocată. Releele *2* și *3* formează organele de selectare ale sistemului de bare defect. Ele funcționează corect numai dacă este respectată repartizarea fixată pe bare. În acest caz, de exemplu în cazul unui scurtcircuit pe bara *I*, releele *1* și *2* acționează, iar prin releele *3* nu trece decît curentul de dezechilibru. Vor declanșa numai întreruptoarele cuplei *I-C*, prin releul *8* și *I-1* și *I*-3, prin releul *11*. Dacă repartizarea pe bare este schimbată, în cazul unui scurtcircuit pe una dintre bare, prin ambele grupe de relee *2* și *3* pot trece curenți superiori curentului de pornire și pot fi deconectate ambele bare. Deoarece în această situație nu se mai poate pretinde schemei o funcționare selectivă, pentru mărirea sensibilității ei este prevăzut comutatorul *14*, care se închide.

Releele *9* și *10* sînt prevăzute în schemă pentru ca, în cazul unui scurtcircuit în circuitul cuplei sau al unui alt defect, nesesizat de releele *2* și *3*, să comande temporizat declanșarea tuturor întreruptoarelor. Temporizarea releului *9* se fixează la 0,3—0,5 s.

Grupul de relee *4*, *6*, *7* au, ca și în cazul schemei din fig. 9.5, rolul de a bloca schema, în cazul unui deranjament în circuitele de curent alternativ ale protecției și, totodată, de a semnaliza deranjamentul. Releul *13* are rolul de a bloca releele *11* și *12*, prin întreruperea minus-ului adus la acestea, imediat după ce s-a comandat închiderea cuplei, pentru a se pune sub tensiune una dintre bare, după o reparație. Această blocare este necesară pentru ca, în cazul cînd defectul pe bara defectă nu a fost eliminat, să declanșeze numai întreruptorul *I-C*. Contactul *CC-c* este un contact pasager al cheii de comandă al întreruptorului *I-C*.

Reglarea releelor *1*, *2* și *3* se efectuează așa cum s-a arătat la protecția precedentă.

Protecția diferențială cu TSR, aplicată la un sistem multiplul de bare, are dezavantajul important că nu-și păstrează selectivitatea decît în cazul păstrării permanente a unei singure repartizări a elementelor pe barele stației. La trecerea unui element de pe o bară pe alta, comutarea înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent la alt grup de relee nu este posibilă, deoarece aceste înfășurări nu pot rămîne nici un moment în gol. Efectuarea acestei operații, cu scoaterea protecției diferențiale din funcțiune și șuntarea înfășurărilor secundare a transformatoarelor de curent care trebuie comutate anulează avantajul existenței protecției de bare chiar în timpul manevrelor,

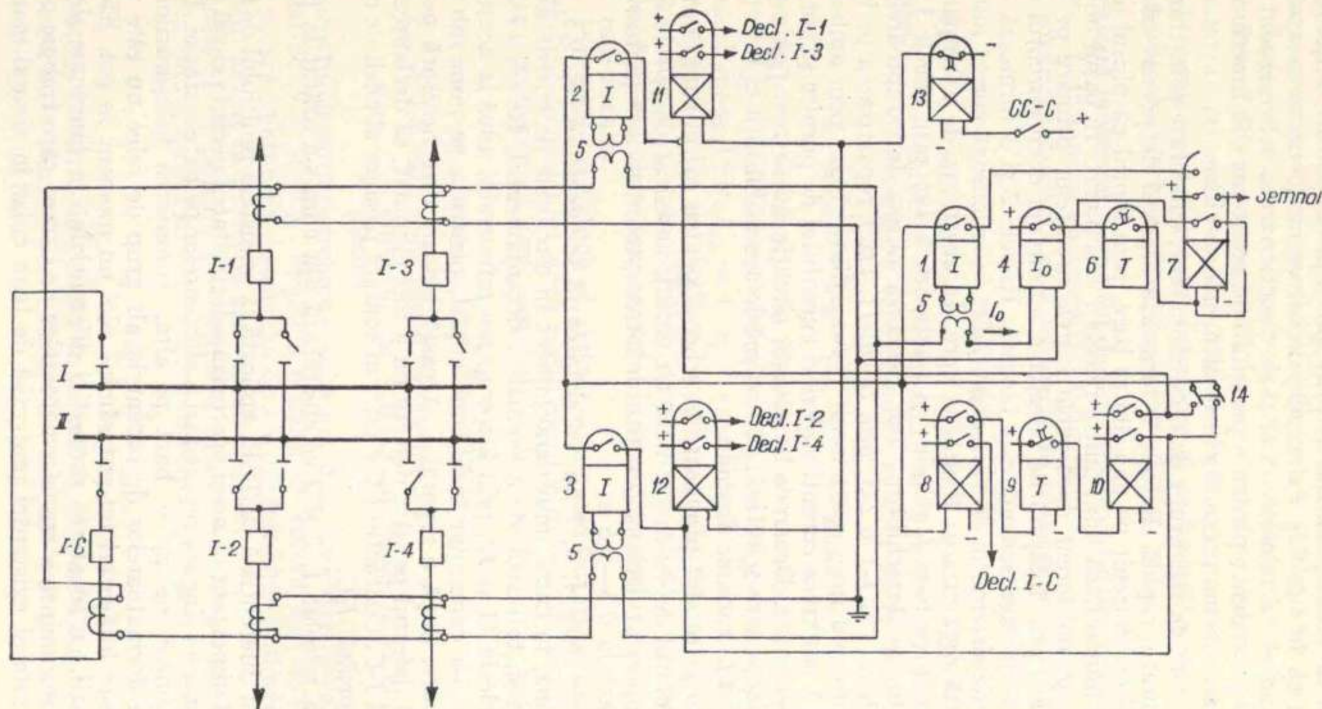


Fig. 9.6. Protecția diferențială cu TSR a unui sistem dublu de bare (reprezentare monofilară).

cînd probabilitatea de defect este crescută. De aceea, utilizarea acestui sistem de protecție s-a redus în ultimul timp, numai la sistemele simple de bare.

9.4.2. Protecția diferențială incompletă

Aceasta este o variantă a protecției diferențiale prezentată anterior, de care diferă prin aceea că releele de curent se leagă fără TSR, numai la transformatoarele de curent ale circuitelor la care sînt racordate surse. De exemplu, schema de protecție a barelor unei centrale (fig. 9.7) cuprinde numai circuitele generatoarelor, ale transformatoarelor ridicătoare și ale cuplei. Schema se realizează, de obicei, în două trepte: o treaptă rapidă cu releele de curent *1*, care acționează numai în cazul scurtcircuitelor pe bare și o treaptă temporizată, cu releele de curent *2*, care acționează și în cazul scurtcircuitelor exterioare pe liniile de distribuție, constituind atît rezerva treptei cu tăiere rapidă, cît și rezerva protecțiilor liniilor de distribuție.

Reglajul protecției. Curentul de pornire al treptei rapide, respectiv al releelor *1*, se calculează cu formula

$$i_p = k_{sig} \frac{I_{sc.max}}{n_c}, \tag{9.7}$$

în care: $I_{sc.max}$ este ca și la protecțiile cu tăiere rapidă, curentul de scurtcircuit maxim exterior pe liniile alimentate; în cazul cînd aceste linii sînt echipate cu bobine de reactanță, $I_{sc.max}$ se calculează pentru un scurtcircuit după aceste bobine;

$k_{sig} = 1{,}2 \ldots 1{,}4$ — coeficientul de siguranță.

Timpul de acționare al acestei trepte trebuie să fie minim, cu respectarea următoarei condiții: dacă liniile alimentate au bobine de reactanță și întreruptoare alese în funcție de puterea de scurtcircuit înainte de bobine, iar protecția liniilor are și o treaptă rapidă, releele *1* sînt temporizate printr-un releu de timp reglat cu o treaptă peste timpul acesteia.

Curentul de pornire al treptei temporizate se stabilește cu formula

$$i_p = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \frac{I_{\Sigma sarc.max}}{n_c}, \tag{9.8}$$

în care: $k_{sig} = 1{,}2$ este coeficientul de siguranță;

$k_{rev} = 0{,}85$ — coeficientul de revenire;

$I_{\Sigma sarc.max}$ — curentul total de sarcină a liniilor de distribuție, necuprinse în schema diferențială a barelor.

Timpul de acționare al acestei trepte se alege cu o treaptă mai mare decît timpul protecției maximale temporizate a liniilor de distribuție.

Alte particularități ale schemei diferențiale incomplete, sînt următoarele:

— cupla longitudinală are două grupe de transformatoare de curent, folosite în schemele de protecție ale celor două secții de bare;

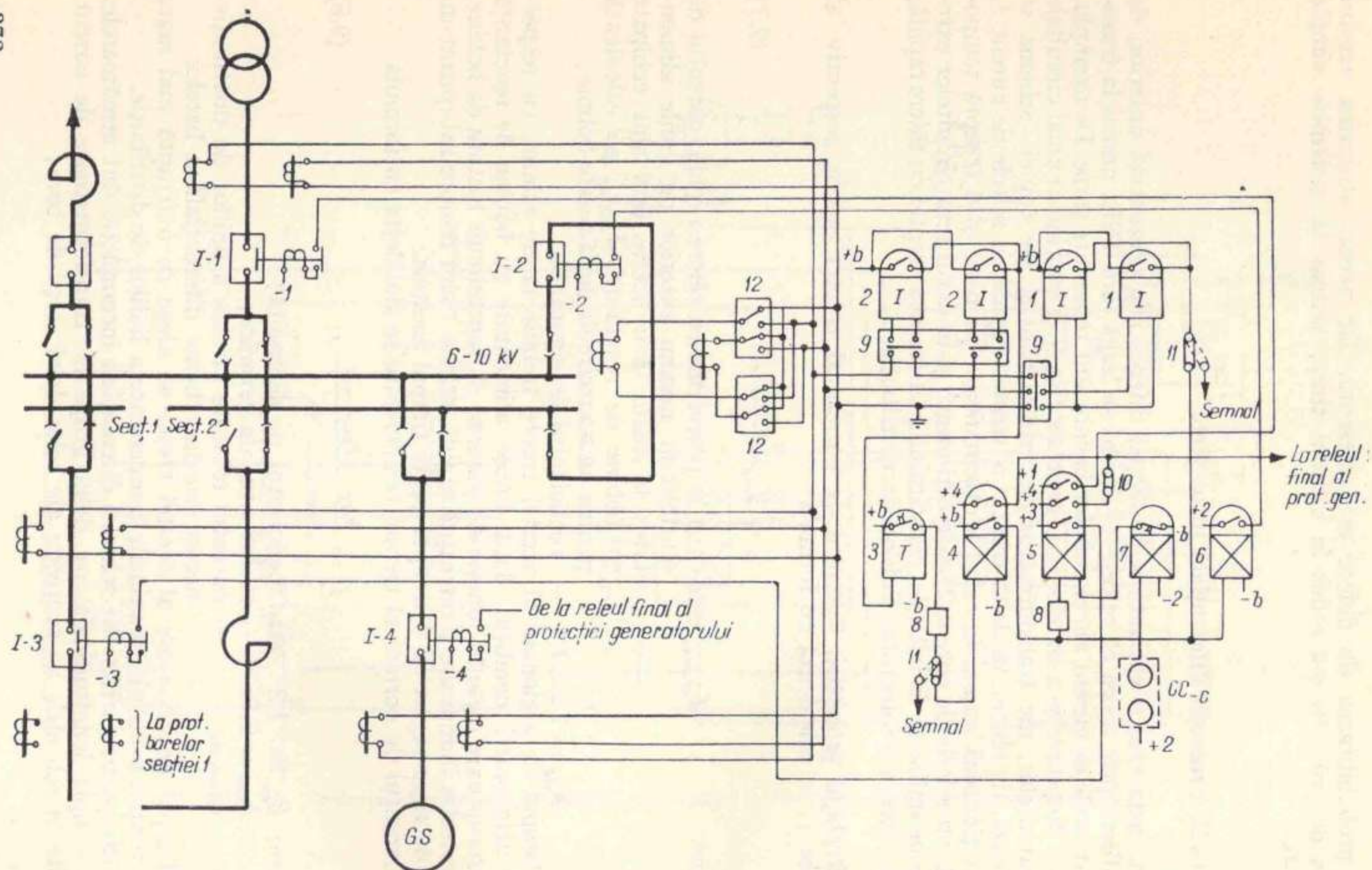


Fig. 9.7. Protecţia diferenţială incompletă a unui sistem dublu de bare ale unei centrale:
1, 2 — relee de curent; *3* — releu de timp; *4, 5, 6* — relee intermediare; *7* — releu intermediar cu revenire temporizată; *8* — releu de semnalizare; *9* — bloc de încercare; *10, 11* — dispozitive de deconectare; *12* — comutator bipolar.

— înfășurările secundare ale transformatoarelor de curent ale cuplei transversale, legate la protecția diferențială, sînt șuntate, în mod normal, de comutatoarele *12*; aceste înfășurări sînt deșuntate și deci introduse în protecția diferențială numai dacă întreruptorul cuplei *I-2* este folosit în locul unui întreruptor de linie;

— dispozitivul de deconectare *10* are rolul de a mări selectivitatea schemei, în următoarele cazuri: dacă întreruptoarele liniilor au o putere de rupere mare (v. considerațiile privind reglarea protecției rapide), dispozitivul *10* se deschide și generatoarele sînt deconectate numai de treapta temporizată; dacă ele au o putere de rupere mică, pentru a nu fi suprasolicitate în cazul scurtcircuitelor înainte de reactoare, dispozitivul *10* se închide și generatoarele sînt deconectate și de treapta rapidă;

— contactul *CC-c* al cheii de comandă al cuplei și releul *7* au același rol ca și contactul *CC-c* și releul *13* al schemei din fig. 9.6.

Datorită avantajelor sale (în special siguranța în funcționare și selectivitatea, cu timpi de acționare suficient de reduși) protecția diferențială incompletă și-a găsit o largă utilizare, mai ales pentru barele de 6—10 kV ale centralelor și stațiilor la care sînt racordate un mare număr de linii de distribuție.

9.4.3. **Protecția diferențială cu acțiune de frînare**

Protecția diferențială cu frînare prezintă, față de protecțiile diferențiale clasice, cîteva elemente specifice care, după cum rezultă din schema de principiu, pentru un sistem simplu de bare, reprezentată monofilar în fig. 9.8, constau în:

— Organul de măsură al protecției, care este constituit dintr-un singur releu de curent continuu *D*, de tipul magnetoelectric, supus acțiunii a două cupluri, de lucru și de frînare; cuplul de lucru este dat de curentul diferențial i_Δ, care este egal cu valoarea redresată a sumei vectoriale a curenților secundari ai elementelor racordate la bare, iar cuplul de frînare este dat de un curent de frînare i_Σ, egal cu suma modulelor acelorași curenți secundari redresați (principiul de functionare a unui astfel de releu a fost descris în § 6.2.1).

— Utilizarea unor transformatoare de amestec sau sumatoare T_m (v. subcap. 3.4); acestea transformă sistemul trifazat de curenți în curenți monofazați, cu care sînt alimentate punțile redresoare P_l din circuitul de lucru și P_{f1}, P_{f2}, ... din circuitul de frînare; transformatoarele sumatoare servesc în unele realizări constructive și pentru efectuarea egalizării curenților secundari.

— Controlul comenzii de declanșare dată de releele diferențiale; înainte de a ajunge la întreruptorul fiecărui circuit primar, impulsul de comandă nu este transmis mai departe decît dacă protecția proprie *A* a circuitului a demarat; în acest mod se evită o declanșare eronată a întreruptoarelor, ca urmare a unor defecțiuni sau intervenții greșite în circuitele secundare ale pro-

tecției barelor. Astfel de protecții sînt realizate de firma Siemens (cu relee de tip RN 23 a și RN 24) și de firma ZPA (cu relee de tip R23).

Schema mai conține transformatoarele intermediare T_f și T_l care reduc curenții furnizați de transformatoarele T_m la valori convenabile pentru alimentarea punților redresoare. Curenții redresați în punțile P_f se însumează formînd curentul de frînare i_Σ, iar curentul redresat în puntea P_l este curentul diferențial, de lucru, i_Δ.

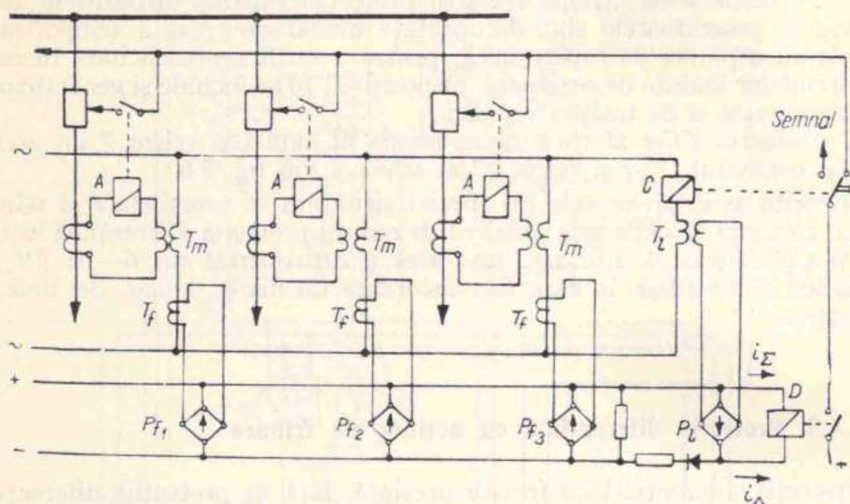


Fig. 9.8. Schema de principiu a protecției diferențiale cu frînare pentru un sistem simplu de bare.

La funcționarea normală curentul i_Δ este aproape nul, în cazul defectelor exterioare este proporțional cu erorile transformatoarelor de curent principale și intermediare, iar în cazul defectelor interioare este proporțional cu suma vectorială a curenților tuturor circuitelor de alimentare, racordate la bare.

Pentru semnalizarea defectelor în circuitele de măsură ale protecției, în serie cu transformatorul T_l este instalat un releu de curent C, a cărui valoare de acționare este fixată între valorile curentului de dezechilibru și a curentului de pornire a releului diferențial. Acest releu, cînd este acționat, întrerupe după cîteva secunde circuitul de declanșare a releului diferențial și comandă o semnalizare care avertizează personalul din stație asupra existenței unei defecțiuni în circuitele protecției.

Transformatoarele de amestec sînt de tipul celor reprezentate în fig. 3.15, *b*, cu trei înfășurări primare avînd numere diferite de spire și o înfășurare secundară. Înfășurările primare se pot conecta fie la curenții de fază $\bar{i}_R$, $\bar{i}_S$ și $\bar{i}_T$ (v. fig. 9.9, *a*), fie la curenții $\bar{i}_R$, $\bar{i}_T$ și $\bar{i}_0$ (v. fig. 9.9, *b*). Schema de conectare trebuie să fie aleasă la întocmirea schemei protecției, în funcție de modul de tratare a neutrului rețelei în care se află bara protejată, de scurtcircuitele față de care se dorește o sensibilitate maximă a releului și de numerele de spire ale celor trei înfășurări primare. De exemplu, schema din fig. 9.9, *b* este mai

sensibilă la scurtcircuite la care participă și pămîntul (scurtcircuite monofazate în rețelele cu neutrul legat direct la pămînt și duble puneri la pămînt în rețelele cu neutrul izolat sau legat la pămînt prin bobină de stingere) datorită ponderii mari a componentei homopolare din curentul secundar $\bar{i}_m$ al transformatorului sumator. Deoarece această sensibilitate crescută se manifestă și în cazul

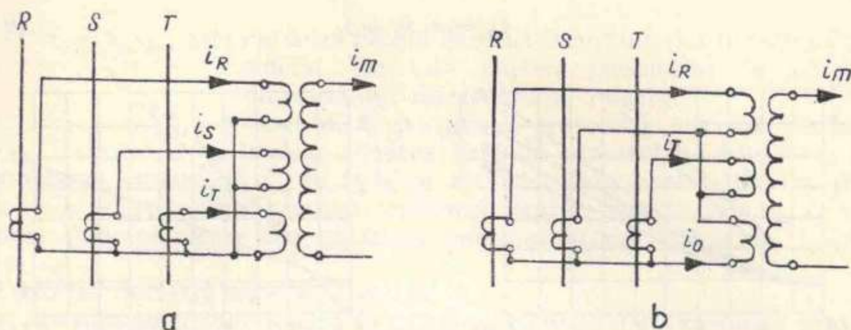


Fig. 9.9. Scheme de conectare ale transformatorului sumator.

scurtcircuitelor exterioare, caz în care constituie un dezavantaj, în rețelele cu neutrul legat direct la pămînt, la care curenții de scurtcircuit monofazat sînt importanți, se folosește deseori schema din fig. 9.9, *a* care oferă suficientă sensibilitate în cazul scurtcircuitelor monofazate interioare.

Determinarea curentului $\bar{i}_m$ pentru scurtcircuitul considerat, în funcție de numerele de spire ale înfășurărilor primare ale transformatorului sumator și de schema de conectare a acestora la transformatoarele de curent, se face după indicațiile date la subcap. 3.4. Considerînd că numerele de spire ale celor trei înfășurări primare sînt proporționale cu numerele α, β și γ, curentul $\bar{i}_m$ se calculează pentru schema din fig. 9.9, *a* cu relația:

$$\bar{i}_m = \alpha\bar{i}_R + \beta\bar{i}_S + \gamma\bar{i}_T, \tag{9.9}$$

iar pentru schema din fig. 9.9, *b* cu relația

$$\bar{i}_m = \alpha\bar{i}_R + \beta\bar{i}_T + \gamma(3\bar{i}_0) = \alpha\bar{i}_R + \beta\bar{i}_T + \gamma(\bar{i}_R + \bar{i}_S + \bar{i}_T). \tag{9.10}$$

Caracteristicile de funcționare ale protecțiilor cu acțiune de frînare, pentru scurtcircuite trifazate simetrice sînt reprezentate în fig. 9.10, *a* pentru releele de tip RN 23 a și în fig. 9.10, *b* pentru releele de tip R 23. Curbele din fig. 9.10, *a* au panta variabilă (datorită unor elemente nelineare din circuitul de măsură a releului), mai redusă în zona curenților nominali și mai mare în zona curenților de scurtcircuit. Avantajul esențial al unei astfel de caracteristici este acela că oferă o sensibilitate maximă pentru curenții mici de defect în timp ce, pentru curenții mari, crește efectul frînării. Acest lucru este deosebit de util în cazul protecției diferențiale a barelor, unde din cauza curenților mari de scurtcircuit și a efectului de saturație a transformatoarelor de curent, care este foarte avansat la circuitul primar parcurs de $I_{sc.ext}$ total, apare în

circuitul diferențial un curent de dezechilibru important, capabil să provoace, în lipsa frînării, funcționarea greșită a protecției. Panta caracteristicii, pe porțiunea ei dreaptă, este reglabilă în patru trepte între 0,6 și 0,85.

La protecția de tip R 23, caracteristica de funcționare este o dreaptă avînd ecuația

$$i_\Delta = k_f\, i_\Sigma + i_p \tag{9.11}$$

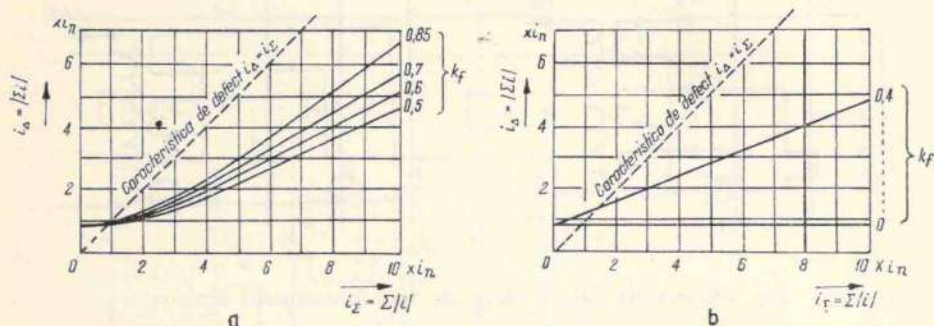


Fig. 9.10. Caracteristicile de funcționare ale releelor diferențiale cu frînare: *a* — releul RN 23 a; *b* — releul R 23.

în care: k_f este coeficientul de frînare, în cazul acesta, constant;
i_p — curentul de pornire pentru $k_f = 0$;
i_Δ și i_Σ au semnificațiile stabilite mai sus.

Panta caracteristică este reglabilă între 0 și 0,4. Această caracteristică nu are, datorită formei ei, avantajele menționate pentru caracteristica din fig. 9.10, *a*.

Ambele diagrame din fig. 9.10 corespund curentului minim de pornire reglabil la releu. Pentru alte valori reglate corespund alte familii de curbe de aceeași formă. La protecția RN 23 a, domeniul de reglaj al curentului de pornire este de 1 ... 2,5 i_n, iar la protecția R 23, i_p se poate regla în cinci trepte între 0,8 ... 2,4 i_n. În ambele cazuri, valorile de reglaj stabilite la relee corespund scurtcircuitului trifazat.

Reglajul protecției. După efectuarea calculului de egalizare a curenților secundari, cu ajutorul unor transformatoare intermediare (ca la protecția RN 23 a/24) sau a prizelor auxiliare de la transformatoarele sumatoare (ca la protecția R 23), determinarea parametrilor de reglaj decurge în modul următor:

a. Stabilirea curentului de pornire i_p și a coeficienților de frînare k_f se face, alegînd inițial pentru acești parametri valori medii din domeniile lor de reglaj. În cazul unor sisteme de bare cu multe circuite, cu curenți mari de scurtcircuit și cu transformatoare de curent funcționînd la scurtcircuite exterioare, în regim de saturație, se vor alege valori spre limita superioară a domeniilor de reglaj.

b. Verificarea sensibilității se efectuează pentru scurtcircuite pe barele colectoare în regimuri în care curenții de scurtcircuit au valori minime. Se folosește formula

$$k_{sens} = \frac{i_\Delta}{i'_\Delta}, \quad (9.12)$$

în care: $i_\Delta = i_{sc.min}$ este curentul minim de scurtcircuit interior în regimul considerat, care dă naștere curentului de acționare din circuitul diferențial al releului;

i'_Δ — curentul de pornire a protecției, necesar pentru a învinge frînarea dată de curentul de frînare i_Σ.

Determinarea curentului i'_Δ se face cu ajutorul diagramelor din fig. 9.10. Deoarece la scurtcircuite interioare curentul total de frînare $i_\Sigma = i_\Delta$, i'_Δ va fi ordonata punctului care are pe curba corespunzătoare curentului i_p ales, abscisa i_Σ.

Condiția necesară este $k_{sens} \geqslant 1,5$.

c. Verificarea nefuncționării în cazul scurtcircuitelor exterioare maxime se efectuează prin calculul coeficientului de siguranță, cu formula

$$k_{sig} = \frac{i_\Sigma}{i'_\Sigma}, \quad (9.13)$$

în care: i_Σ este curentul de frînare în cazul unui scurtcircuit în regim maxim ($i_\Sigma = 2\ i_{sc.max.ext} - i_{dez.max}$);

i'_Σ — curentul de frînare necesar pentru a învinge cuplul de acționare produs de curentul de dezechilibru $i_{dez.max}$.

Se calculează în prealabil $i_{dez \cdot max}$ aplicînd formula (9.4). Acest curent poate provoca acționarea releului dacă nu ar exista frînare. Valoarea sa, luată ca ordonată, determină pe curba corespunzătoare curentului i_p ales (din diagramele fig. 9.10), curentul i'_Σ. Condiția necesară este de asemenea $k_{sig} \geqslant 1,5$.

La calculele de verificare în care se iau în considerare scurtcircuite bifazate și monofazate (cum este cazul în special la verificarea sensibilității), pentru a folosi caracteristicile de funcționare din fig. 9.10, construite pentru scurtcircuitele trifazate simetrice, curenții i_Δ și i_Σ rezultați din curenții de scurtcircuit calculați, trebuie corectați înainte de a fi introduși în diagrame, prin împărțire la coeficienți de corecție k_c. Acești coeficienți au valori diferite în funcție de schema de conectare a transformatorului sumator (v. fig. 9.9) și de tipul scurtcircuitului considerat. De exemplu, dacă se notează cu $i_m^{(3)}$ și $i_m^{(1)}$ curenții secundari ai transformatorului sumator, corespunzători scurtcircuitelor trifazat și monofazat, calculați cu formulele (9.9) sau (9.10), atunci $k_c = i_m^{(3)}/i_m^{(1)}$.

Realizarea unei protecții diferențiale, care să fie simultan sensibilă față de defecte interioare (cu $k_{sens} \geqslant 1,5$) și selectivă față de defecte exterioare (cu $k_{sig} \geqslant 1,5$) este mult mai dificilă în cazul barelor decît la alte instalații. Chiar cu protecții avînd caracteristica de funcționare ca în fig. 9.10, *a*, realizarea condițiilor enunțate mai înainte întîmpină dificultăți mari în multe situații întîlnite în practică. Astfel este cazul barelor colectoare ale unor centrale, cu curenți ridicați de scurtcircuit, cu un mare număr de elemente racordate la bare și diferențe pronunțate intre curenții nominali ai acestora.

Într-o astfel de instalație, de exemplu în cazul unui scurtcircuit exterior apropiat pe unul din elementele cu curent nominal mai mic, curentul total de scurtcircuit care străbate transformatorul său de curent poate atinge valori foarte mari, ajungînd pînă la (40—60) I_n, în timp ce transformatoarele de curent ale celorlalte elemente sînt parcurse de curenți variind între (2—5) I_n.

La aceasta trebuie adăugat și efectul componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit *) care în cazul protecțiilor rapide fără TSR mărește cu aproape de două ori curentul de dezechilibru.

În aceste condiții, ca urmare a erorilor transformatoarelor de curent diferit saturate și a prezenței componentei aperiodice, pot apărea curenți de dezechilibru foarte mari de ordinul a 40 I_n, care fac foarte dificilă obținerea k_{sens} și k_{sig} necesari.

Din cele expuse pînă aici se deduce rolul important pe care îl au transformatoarele de curent în funcționarea protecției diferențiale. De aceea, alegerea lor trebuie făcută cu cea mai mare atenție, mergînd pînă la folosirea pentru protecția diferențială a unor transformatoare de curent cu același raport de transformare, chiar cu prețul instalării unor transformatoare speciale pe elementele de curenți nominali mai mici. În acest mod, se elimină atît erorile de saturație cît și erorile introduse de transformatoarele de egalizare. O altă măsură care se poate lua pentru micșorarea efectului componentei aperiodice constă în introducerea unei mici temporizări (de ordinul 0,3 s) a comenzii de declanșare. În cazul barelor duble, comanda de declanșare a cuplei transversale se va da însă instantaneu.

Protecțiile diferențiale cu frînare care folosesc relee cu curenți redresați sînt deosebit de avantajoase în cazul sistemelor cu bare multiple care nu funcționează cu o repartizare fixă a elementelor pe bare. Schema de principiu simplificată, pentru un sistem dublu de bare, este reprezentată în fig. 9.11. Pentru fiecare sistem de bare este prevăzut cîte un releu diferențial, compus dintr-un transformator intermediar T_l, din puntea de redresare P_l și din releul de curent continuu D, iar pentru fiecare element racordat la bare este prevăzut cîte un aparat care conține transformatorul de amestec T_m, două transformatoare intermediare T_f și două punți de redresoare P_f. Fiecare punte P_f este racordată la cîte o buclă de curent, $f—f_I$ și $f—f_{II}$ care aduce la releul diferențial al unei bare suma curenților secundari (redresați) ai elementelor racordate la bara respectivă, pentru obținerea curentului i_Δ. Alte bucle de curent $l—l_I$ și $l—l_{II}$ realizează, pentru fiecare bară, circuitul diferențial propriu-zis, la care sînt conectate numai înfășurările secundare ale transformatoarelor T_m, corespunzătoare elementelor racordate la bara respectivă pentru obținerea curentului i_Σ. Cupla transversală este legată la buclele de curent ale ambelor bare. Legarea fiecărui element la buclele de lucru și de frînare, proprii fiecărei bare, se face cu ajutorul unor relee intermediare care reproduc poziția separatoarelor de bare a elementului respectiv.

*) Acest efect se prinde în calcul, considerînd în formula (9.4), $k_{ap} = 1{,}8 \ldots 2$)

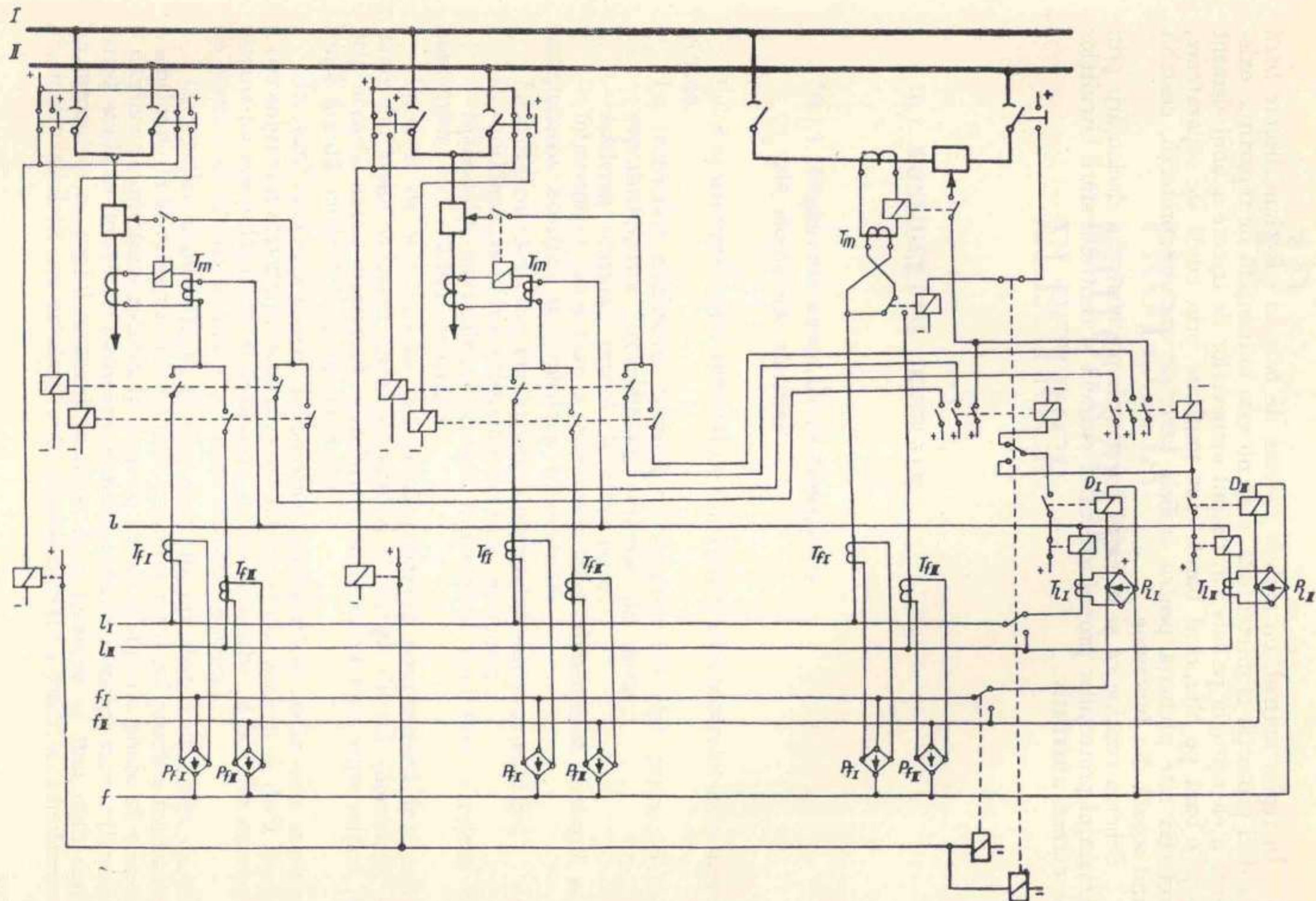


Fig. 9.11. Schema de principiu a protecției diferențiale cu frînare pentru un sistem dublu de bare.

În regim normal, cu ambele sisteme de bare în funcţiune, fiecare bară are deci protecţia ei diferenţială, care nu este influenţată de repartiţia existentă a elementelor pe bare; în timpul manevrelor de trecere a unui element de pe o bară pe alta, cînd barele sînt unificate prin cuplă de separatoare, protecţia este preluată pentru ambele bare, de una din protecţii, cealaltă fiind scoasă din funcţiune.

Schema conţine ca şi în cazul barelor simple controlul declanşării prin demarajul protecţiilor proprii a fiecărui element şi controlul stării circuitelor de curent alternativ.

10

PROTECȚIA MOTOARELOR ELECTRICE

10.1. CONSIDERAȚII GENERALE

10.1.1. Regimurile anormale de funcționare ale motoarelor electrice

Cel mai frecvent regim anormal de funcționare al motoarelor este suprasarcina.

La motoarele asincrone, curenții de suprasarcină sînt provocați de:

— supraîncărcarea mecanismului acționat de motor;

— scăderea tensiunii rețelei de alimentare;

— întreruperea unei faze a circuitului care alimentează motorul sau funcționarea acestuia la tensiunea nesimetrică.

La motoarele sincrone, curenții de suprasarcină sînt provocați de:

— supraîncărcarea mecanismului acționat de motor;

— ieșirea din sincronism, datorită întreruperii unei faze a rețelei de alimentare sau scăderii tensiunii.

Curenții de suprasarcină determină creșterea temperaturii înfășurării motorului peste valoarea maximă admisă de lungă durată (nominală) și prin aceasta uzura prematură a izolației, iar în cazul unei suprasarcini de lungă durată, chiar defectarea motorului.

În cazul unei suprasarcini tehnologice (provocată de încărcarea excesivă a mecanismului acționat), motorul poate întrece cuplul maxim și, dacă suprasarcina nu este înlăturată, el se oprește și apoi absoarbe de la rețea curentul de pornire, de cîteva ori mai mare decît curentul nominal.

În practica exploatării se produc de multe ori abateri de lungă durată a tensiunii, de la valoarea ei nominală. Scăderea tensiunii produce totdeauna o creștere a curentului rotoric, în timp ce curentul statoric poate să crească sau să scadă în funcție de încărcare. Funcționarea unui motor care acționează un mecanism cu cuplul rezistent constant la o tensiune cu mai mult decît 5% mai mică decît cea nominală este admisă numai cu condiția ca încărcarea

motorului să fie mai mică decît cea nominală. Dacă această condiţie nu este respectată, este posibilă supraîncărcarea bobinajului rotorului, care are ca urmare uzarea prematură a izolaţiei acestuia.

În cazul scurtcircuitelor în reţeaua de alimentare, tensiunea scade mult, deci turaţia motoarelor scade, iar curentul absorbit creşte datorită creşterii alunecării. Dacă tensiunea scade excesiv de mult şi pe o durată mai mare de timp, motoarele se opresc. După izolarea defectului, tensiunea se restabileşte în reţeaua de alimentare, iar motoarele, care au funcţionat cu o turaţie redusă sau chiar s-au oprit, fără să fi fost deconectate, se accelerează fără intervenţia personalului şi, la restabilirea completă a tensiunii, ajung la turaţia nominală. În timpul acestui proces, curenţii absorbiţi de motoare depăşesc valorile lor nominale, însă nu sînt periculoşi, deoarece procesul durează un timp scurt.

Această proprietate a motoarelor asincrone de a porni sau de a-şi mări turaţia la valoarea nominală, la revenirea tensiunii, după eliminarea unui scurtcircuit, se numeşte *autopornire*.

Datorită acestei proprietăţi, funcţionarea mecanismelor importante acţionate de motoare se restabileşte după scăderi însemnate, de scurtă durată, ale tensiunii în reţeaua de alimentare. Experienţa de exploatare a demonstrat că autopornirea este posibilă atît pentru motoarele asincrone cu rotorul în scurtcircuit, cît şi pentru majoritatea motoarelor cu rotorul bobinat. Există însă şi motoare asincrone cu rotorul bobinat care nu pot autoporni; la acestea, cuplul de pornire este mai mic decît cuplul rezistent al mecanismului acţionat. În acest caz, dacă motorul nu a fost deconectat, prin înfăşurările lui circulă timp îndelungat un curent mult mai mare decît cel nominal, care determină încălzirea inadmisibilă a înfăşurărilor motorului. Aceste motoare trebuie prevăzute cu o protecţie a înfăşurării contra supraîncălzirii provocate de supracurenţi.

În cazul întreruperii unei faze a circuitului care alimentează un motor asincron trifazat, turaţia acestuia scade şi curenţii din fazele sănătoase cresc de circa 1,7—1,8 ori faţă de valoarea lor dinainte de întreruperea fazei.

Motoarele sincrone pot ieşi din sincronism la scăderea tensiunii, la reducerea curentului de excitaţie sau la supraîncărcarea mecanismului acţionat. Scăderea bruscă a tensiunii, periculoasă din punctul de vedere al menţinerii motorului în sincronism, apare în urma unui scurtcircuit în reţeaua la care este racordat motorul. În regim asincron motorul poate să se frîneze complet sau să funcţioneze cu turaţie redusă. Acest regim este inadmisibil pentru motor un timp mai îndelungat, deoarece el duce la încălzirea înfăşurărilor şi a sistemului de amortizare (de pornire). Din această cauză, motoarele sincrone trebuie prevăzute cu o protecţie contra funcţionării în regim asincron.

10.1.2. Defectele motoarelor electrice

Defectele cele mai des întîlnite ale motoarelor electrice sînt:

— scurtcircuite polifazate în înfăşurarea statorului, la bornele acestuia sau în cablul de alimentare;

— puneri la pămînt a unei faze în înfăşurarea statorului;

— scurtcircuite între spirele aceleiaşi faze a înfăşurării statorice.

Alegerea tipurilor de protecţii ale motoarelor electrice este determinată de puterea motorului, de tipul său constructiv, de importanţa mecanismului acţionat, de condiţiile procesului tehnologic, de condiţiile de autopornire ş. a.

Deoarece realizarea protecţiilor motoarelor de înaltă tensiune se deosebeşte de aceea a motoarelor de joasă tensiune, ele vor fi examinate separat, cu toate că motoarele sînt supuse aceloraşi defecte şi regimuri anormale de funcţionare.

10.2. PROTECŢIA MOTOARELOR SINCRONE ŞI ASINCRONE CU TENSIUNEA PESTE 1 kV

10.2.1. Protecţia împotriva scurtcircuitelor polifazate din înfăşurarea statorului

Pentru protecţia motoarelor împotriva scurtcircuitelor polifazate se folosesc protecţii maximale de curent şi protecţii de curent diferenţiale longitudinale.

Protecţia de curent diferenţială longitudinală se foloseşte conform prescripţiilor, pentru motoare cu puterea de 5000 kW şi mai mare, cum şi pentru motoare cu puterea sub 5000 kW, dacă protecţia maximală de curent nu are sensibilitatea necesară ($K_{sens} \geqslant 2$). La motoarele de 5000 kW şi mai mari, care nu au o protecţie rapidă împotriva punerilor la pămînt, protecţia de curent diferenţială longitudinală se montează pe trei faze; ca schemă şi reglaj ea este identică cu protecţia diferenţială a generatoarelor electrice realizată cu relee de curent conectate direct descrisă la subcap. 6.2 şi ca atare nu va mai fi repetată aici.

Schema protecţiei de curent diferenţială longitudinală realizată prin relee de curent, montată pe două faze, este dată în fig. 10.1.

După cum se observă, se montează transformatoare de curent numai pe fazele R şi T, atît pe partea de alimentare a motorului cît şi pe partea dinspre punctul neutru. Transformatoarele de curent trebuie să îndeplinească aceleaşi condiţii ca şi transformatoarele întrebuinţate la protecţia diferenţială longitudinală a generatoarelor (rapoarte de transformare egale, coeficienţi de supracurenţi cît mai mari, caracteristici de magnetizare identice).

La producerea unui defect polifazat în zona de protecţie acţionează rapid cel puţin unul din releele maximale de curent şi comandă declanşarea întreruptorului motorului, semnalizînd în acelaşi timp funcţionarea protecţiei. În cazul motoarelor sincrone prevăzute cu dispozitiv de dezexcitare rapidă, protecţia diferenţială longitudinală comandă declanşarea şi a întreruptorului acestuia.

Condiția ca protecția să nu acționeze în cazul scurtcircuitelor exterioare se realizează reglîndu-se curentul de pornire al releelor maximale de curent

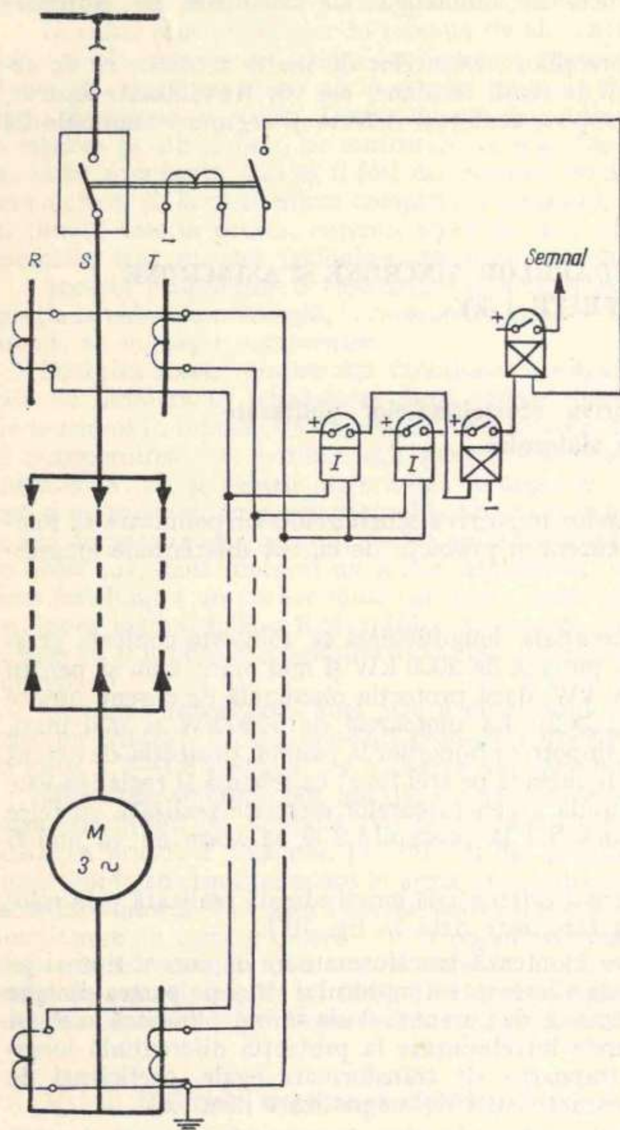


Fig. 10.1. Schema protecției de curent diferențială, montată pe două faze, a motoarelor electrice.

la valoarea

$$i_p = \frac{1{,}3\ I_n}{n_c} \tag{10.1}$$

în care: I_n este curentul nominal al motorului;
n_c — raportul de transformare al transformatoarelor de curent.

Sensibilitatea protecţiei diferenţiale se determină cu relaţia

$$K_{sens} = \frac{I^{(2)}_{sc.min}}{I_{pp}} = \frac{I^{(3)}_{sc.min}}{I_{pp}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \tag{10.2}$$

în care: $I^{(2)}_{sc.min}$ este curentul de scurtcircuit bifazat minim la bornele motorului, debitat de sursele ce-l alimentează;

$I^{(3)}_{sc.min}$ — curentul de scurtcircuit trifazat, în aceleaşi condiţii ca mai sus;

I_{pp} — curentul primar care corespunde curentului de pornire a protecţiei.

Protecţia se consideră sensibilă dacă $K_{sens} \geqslant 2$.

Protecţia maximală de curent poate fi realizată cu relee primare sau cu relee secundare.

Protecţiile maximale de curent împotriva scurtcircuitelor acţionează fără temporizare întrucît motoarele reprezintă ultimul element al reţelei (de la sursă spre consumator).

Pentru a proteja şi conductoarele prin care este alimentat motorul, transformatoarele de curent pe care se conectează releele se instalează lîngă întreruptorul acestuia.

Deoarece motoarele funcţionează, în general, în reţele cu curenţi mici de punere la pămînt, protecţiile se execută bifazate (transformatoarele de curent se instalează numai pe două faze).

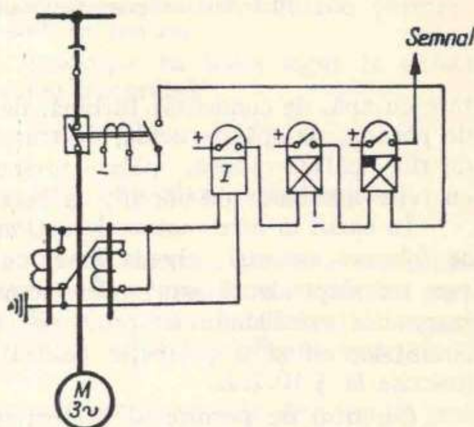


Fig. 10.2. Schema protecţiei maximale de curent, netemporizată, realizată cu un singur releu de curent.

Pentru a se reduce costul protecţiei, în cazul în care motorul are o importanţă mai mică, protecţia maximală de curent se execută cu un singur releu, străbătut de diferenţa curenţilor secundari ai celor două transformatoare de curent (fig. 10.2).

După cum s-a arătat la subcap. 5.2., protecţiile executate cu un releu străbătut de diferenţa curenţilor a două faze au, în cazul scurtcircuitelor, o sensibilitate mai mică decît cele executate cu două relee străbătute de curenţii

pe fază. Din acest motiv, în cazul cînd protecţia executată cu un singur releu nu satisface condiţiile de sensibilitate, se adoptă protecţia cu două relee prin care circulă curenţii pe fază (fig. 10.3).

În cazul în care motoarele nu sînt supuse suprasarcinilor şi au şi pornirea uşoară (de exemplu, în centrale electrice, motoarele pompelor de alimen-

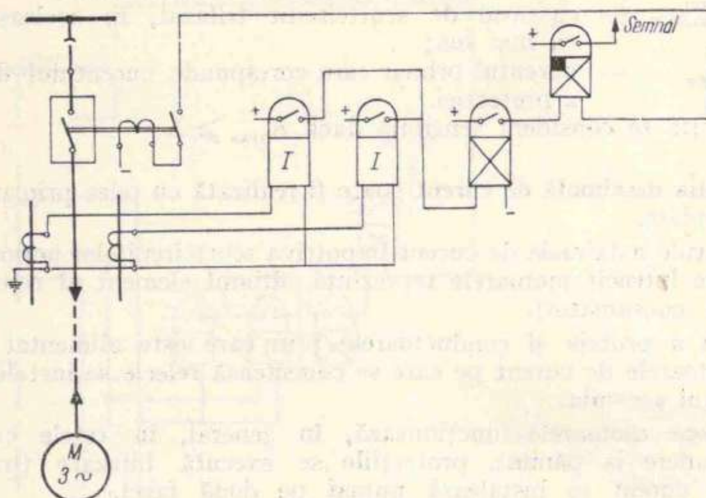


Fig. 10.3. Schema protecţiei maximale de curent, netemporizată realizată cu două relee de curent.

tare cu apă, de condensat turbină, de condensat boiler, de circulaţie, de ulei de pornire, de spălare acidă, de transvazare, apă ejectoare, apă puţuri, apă de rîu, spălare cenuşă, spălare preîncălzitor) schemele indicate se realizează cu relee maximale de curent, cu caracteristică independentă.

În cazul în care motoarele acţionează mecanisme supuse suprasarcinilor se folosesc aceleaşi scheme însă cu relee cu caracteristică dependentă sau semidependentă sau relee termice, în combinaţie cu relee elctromagnetice, realizîndu-se prin aceasta atît o protecţie contra scurtcircuitelor cît şi o protecţie contra suprasarcinilor. Aceste soluţii vor fi descrise la § 10.2.2.

Curentul de pornire al protecţiei împotriva scurtcircuitelor trebuie să fie mai mare decît: curentul de pornire sau autopornire al motorului; curentul debitat de motor în caz de scurtcircuit în reţeaua sa de alimentare. Pentru îndeplinirea acestor condiţii, în cazul motoarelor asincrone curentul de pornire al releelor se determină din relaţia:

$$i_p = K_{sig} \cdot K_{sch} \cdot \frac{I_{p.max}}{n_c} \tag{10.3}$$

în care: $I_{p.max}$ este valoarea maximă a curentului de pornire al motorului, corespunzînd lui $U = U_{nom}$, alunecării egale cu 1 și rezistenței scoase din circuitul rotorului (cazul motoarelor cu rotorul bobinat);

K_{sig} — coeficientul de siguranță egal cu 1,4—1,6, în cazul folosirii releelor cu caracteristică independentă și cu 1,8—2, în cazul folosirii releelor cu caracteristică dependentă sau semidependentă;

K_{sch} — coeficientul de schemă, egal cu $\sqrt{3}$ în cazul schemei din fig. 10.2 și egal cu 1, în cazul schemei din fig. 10.3;

n_c — raportul de transformare al transformatoarelor de curent.

Pentru motoarele sincrone, curentul de pornire se calculează tot cu formula (10.3) în care în locul lui $I_{p.max}$ se introduce valoarea curentului de scurtcircuit trifazat $I^{(3)}_{sc.m}$ debitat de motor în rețea în cazul unui scurtcircuit trifazat la bornele lui, sau se menține valoarea $I_{p.max}$ dacă aceasta este mai mare decît $I^{(3)}_{sc.m}$.

Sensibilitatea protecției maximale de curent a motoarelor se apreciază prin coeficientul de sensibilitate

$$K_{sens} = \frac{I^{(2)}_{sc.min}}{I_{pp}} = \frac{I^{(3)}_{sc.min}}{I_{pp}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}, \qquad (10.4)$$

unde: $I^{(2)}_{sc.min}$ este curentul de scurtcircuit minim debitat de sistem în cazul unui scurtcircuit bifazat la bornele motorului;

$I^{(3)}_{sc.min}$ — curentul de scurtcircuit trifazat în aceleași condiții;

I_{pp} — curentul primar care corespunde curentului de pornire a protecției.

Se consideră că dacă $K_{sens} \geqslant 2$, protecția va lucra sigur la defecte într-o porțiune foarte mare din înfășurarea motorului.

10.2.2. Protecția maximală de curent împotriva suprasarcinilor

Această protecție se folosește la motoarele electrice ale căror mecanisme se pot supraîncărca din motive tehnologice. În centralele electrice fac parte din această categorie: ventilatoarele de gaze arse, ventilatoarele moară, morile de cărbune, concasoarele, pompele de rețea termoficare, pompele de păcură, compresoarele, benzile rulante.

Această protecție se montează și la motoare cu condiții deosebit de grele de pornire și autopornire (de exemplu motoare cuplate la rețea, fără mijloace de reducere a curentului de pornire, la care durata minimă de pornire este de 20 s).

Protecția împotriva suprasarcinilor se realizează cu relee maximale de curent cu caracteristică semidependentă sau cu relee termice, avînd temporizarea de minimum 10 s.

Protecția acționează la semnalizare sau la descărcarea automată a mecanismelor, dacă există o asemenea posibilitate.

Acționarea la declanșare a protecției împotriva suprasarcinilor se admite în următoarele cazuri:

— la motoarele mecanismelor pentru care nu există posibilitatea reducerii sarcinii fără oprire sau care lucrează fără o supraveghere permanentă;

— la motoarele mecanismelor cu condiții grele de pornire sau autopornire.

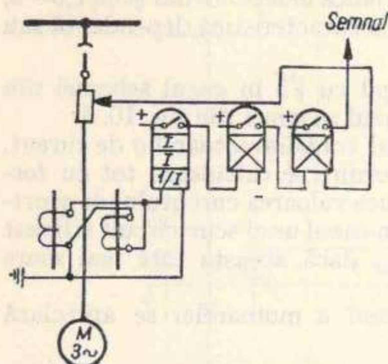


Fig. 10.4. Schema protecției unui motor electric împotriva suprasarcinilor și a scurtcircuitelor, cu un releu cu caracteristică semidependentă.

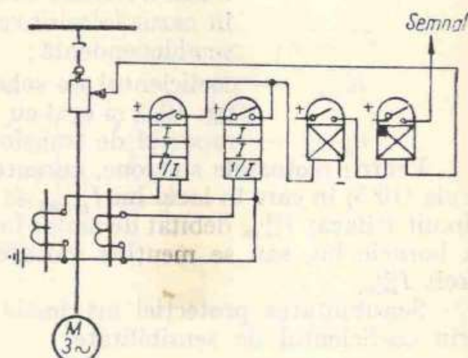


Fig. 10.5. Schema protecției unui motor electric împotriva suprasarcinilor și scurtcircuitelor, cu două relee cu caracteristică semidependentă.

Schemele de protecție realizate cu relee maximale de curent cu caracteristică semidependentă sînt reprezentate în fig. 10.4 și 10.5.

Protecțiile acționează atît împotriva suprasarcinilor cît și împotriva scurtcircuitelor; în cazul suprasarcinilor, releele acționează cu o temporizare care depinde de curentul absorbit de motor (pe porțiunea dependentă a caracteristicii) iar în cazul scurtcircuitelor, releele acționează fără temporizare (pe porțiunea independentă a caracteristicii).

Schema din fig. 10.4 avînd o sensibilitate și cost mai reduse se întrebuințează pentru protejarea motoarelor de mai mică importanță.

Curenții de pornire ai releelor care asigură protecția contra suprasarcinilor se determină cu formula

$$i_p = \frac{K_{sig}}{K_{rev}} \cdot K_{sch} \cdot \frac{I_n}{n_c} \tag{10.5}$$

în care: I_n este curentul nominal al motorului;

$K_{sig} = 1{,}1 \ldots 1{,}2$;

$K_{rev} = 0{,}75 \ldots 0{,}85$;

$K_{sch} = \sqrt{3}$ în cazul schemei din fig. 10.4 și $K_{sch} = 1$ în cazul schemei din fig. 10.5;

n_c — raportul de transformare al transformatorului de curent.

Din cauza dezavantajelor constructive pe care le prezentau releele maximale de curent cu caracteristică semidependentă s-au realizat — odată cu perfecționarea construcției bimetalelor — protecții contra suprasarcinilor și scurt-

circuitelor folosind în același releu elemente termice și electromagnetice. Din categoria acestora se menționează releele RSZ 2t sau RSZ 3t construite în R.D.G. și releele AB 21 sau AB 31, construite în R.S. Cehoslovacia.

Se descrie, pe scurt, protecția contra suprasarcinilor și scurtcircuitelor realizată cu releu de tip RSZ 3t, conectat însă numai pe două faze. Într-o aceeași carcasă se găsesc trei elemente termice (bimetale și organele lor de comandă) și trei elemente electromagnetice cu acționare rapidă. Bimetalele sînt încălzite indirect printr-o înfășurare de încălzire și în paralel cu aceasta se află o rezistență variabilă cu ajutorul căreia se reglează curentul de pornire al protecției contra suprasarcinilor. Elementele termice și electromagnetice au fiecare scale pentru reglare. Releul se livrează cu două domenii de reglaj ai curenților de pornire i_p:

4—5—8 A la elementul termic și 25—60 A la elementul electromagnetic;

2,5—3,2—5 A la elementul termic și 15—35 A la elementul electromagnetic.

În domeniul 4—5 A și 2,5—3,2 A nu este posibilă o reglare continuă a curentului de pornire.

Timpul de declanșare al elementului termic:

$>$ 2 h la 1,05 i_p (releul, pînă atunci scos din funcțiune);

$<$ 2 h la 1,2 i_p (releul în stare caldă în exploatare);

2 min la 1,5 i_p (releul în stare caldă în exploatare).

În funcționare normală, trece prin înfășurarea elementului electromagnetic ca și prin înfășurarea elementului termic (fig. 10.6) un curent care este egal sau mai mic decît valoarea reglată pe scală. Dacă valoarea curentului, datorită suprasarcinii crește peste nivelul de pornire reglat, bimetalul se îndoaie în timp și printr-o serie de piese și resoarte determină închiderea contactelor. Prin acestea se dă impuls la declanșare. Un releu de semnalizare indică acționarea elementelor termice.

Dacă valoarea curentului crește brusc, la de mai multe ori curentul nominal al motorului — cazul unui scurtcircuit — este excitată bobina elementului electromagnetic care provoacă închiderea rapidă a contactului său și declanșarea întreruptorului. Un alt releu de semnalizare indică funcționarea elementului electromagnetic. După separarea motorului de la rețea, trecerea curentului prin releu este oprită și elementele revin. Elementul electromagnetic revine rapid, cel termic cu întîrziere. Răcirea lamelelor bimetalelor pînă la deschiderea contactelor durează 5—15 min. În tot acest timp, contactele releului acționează astfel încît motorul nu poate fi pus în funcțiune.

În schema din fig. 10.6 se observă că elementul termic este alimentat de pe secundarul unui transformator de curent *TS* prin intermediul și a unei rezistențe *R*. Transformatorul *TS* este un transformator de curent cu saturație care are în general rolul de a limita curenții de scurtcircuit mari din secundarul său, cînd aceștia depășesc 200 A, pentru a proteja astfel înfășurarea de încălzire a bimetalului; de asemenea limitează și amplitudinea curenților secundari în cazul pornirilor grele ale motoarelor. În sfîrșit, în cazul în care curenții de pornire ai elementului termic, calculați după cum se va arăta mai departe, cad în domeniul 4—5 A, adică în partea scalei ce nu are reglaj continuu, se transformă acești curenți, cu ajutorul transformatorului

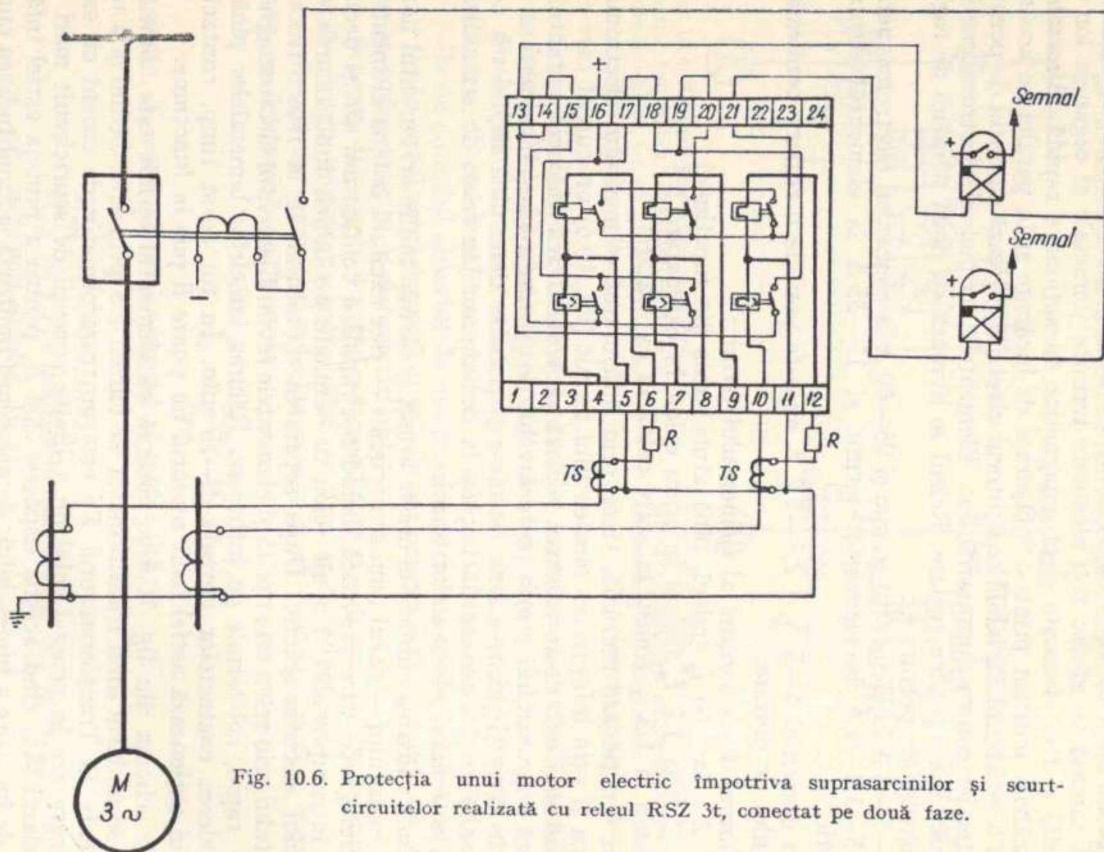


Fig. 10.6. Protecția unui motor electric împotriva suprasarcinilor și scurt-circuitelor realizată cu releul RSZ 3t, conectat pe două faze.

cu saturație, pentru a-i trece în domeniul 5—8 A. Pentru aceasta, transformatoarele cu saturație se livrează cu rapoartele de transformare 2,5/5 A, 3,33/5 A sau 5/5 A. Releul RSZ cu domeniul de reglaj al elementului termic 2,5—3,2—5 A poate să nu fie, din acest punct de vedere, conectat cu ajutorul transformatorului cu saturație. Transformatoarele cu saturație nu se montează deci decît în cazurile speciale arătare mai sus.

Rezistențele R limitează și ele — în cazul scurtcircuitelor puternice sau a pornirilor grele — curenții din secundarul transformatorului cu saturație *TS*. Ele nu sînt necesare în cazul pornirilor ușoare, de exemplu, pentru curenți de pornire de 2—3 I_n și timpi de pornire 2—5 s.

Caracteristicile de declanșare ale elementelor termice — după care se poate determina timpul la care va fi declanșat întreruptorul în funcție de curentul de pornire reglat al elementului termic — sînt reprezentate în fig. 10.7, 10.8 și 10.9.

Pentru a putea judeca comportarea elementului termic în diferite condiții de exploatare, trebuie să se examineze, potrivit schemei adoptate, timpul de declanșare funcție de supracurent, pentru fiecare din stările de încălzire ale înfășurării de încălzire.

Caracteristica *1*, în fiecare din cele trei diagrame, s-a ridicat cu înfășurarea de încălzire rece, fără sarcină, înainte de apariția supracurentului. Caracteristica *2*, cu înfășurarea de încălzire străbătută de curentul de pornire i_p, înainte de apariția supracurentului, deci preîncălzită cu i_p. Caracteristica *3*, s-a ridicat cu înfășurarea de încălzire rece (pînă atunci fără curent) și apoi străbătută de un supracurent de mărime și durată corespunzătoare fiecărui punct de pe caracteristică. La urmă, curentul a fost scăzut la valoarea curentului de pornire reglat, i_p. Prin procesul de încălzire ulterioară, rezultă după scăderea curentului la valoarea i_p, din nou o declanșare. Condițiile pentru caracteristica *4* corespund celor pentru caracteristica *3* cu deosebirea că înainte de apariția supracurentului înfășurarea de încălzire era preîncălzită cu i_p.

Se observă că în cazul schemelor cu transformatoare cu saturație și rezistențe suplimentare, folosite în cazul pornirilor grele ale motoarelor, timpii de declanșare sînt sensibili mai mari (fig. 10.9) decît în cazul schemelor fără transformatoare cu saturație și rezistențe suplimentare (fig. 10.7).

Curentul de pornire al elementului electromagnetic și sensibilitatea sa se calculează cu formulele (10.3) și (10.4). Curentul de pornire al elementului termic se reglează la valoarea $i_p = (1{,}05 \ldots 1{,}2)\frac{I_n}{n_c}$, unde I_n este curentul nominal al motorului ce se protejează, iar n_c raportul de transformare al transformatorului de curent.

10.2.3. Protecția împotriva punerilor la pămînt

Motoarele electrice sincrone și asincrone cu puteri de 2 000 kW și mai mari alimentate din rețele cu neutrul izolat sau compensate se prevăd cu protecții contra punerilor la pămînt, în cazurile în care curentul de punere la pămînt sau curentul rezidual (după compensare) depășește 5 A.

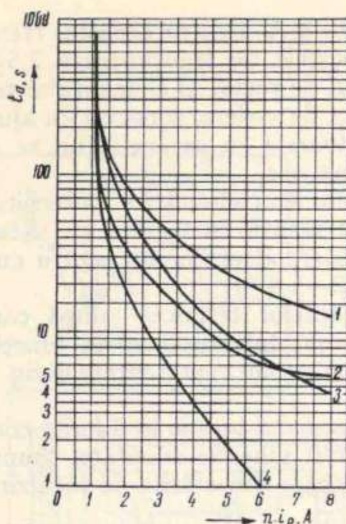


Fig. 10.7. Releul termic, maximal de curent, temporizat, RSZ 3t (4/5...8 A). Caracteristicile de declanşare, fără transformatoare cu saturaţie, dependente de curentul de pornire al elementului termic, i_p:

1 — înfăşurarea de încălzire, rece; *2* — înfăşurarea de încălzire preîncălzită cu i_p; *3* — declanşare prin încălzire ulterioară. După pornire, curentul scade la i_p; *4* — idem ca la *3*, însă înfăşurarea de încălzire preîncălzită cu i_p.

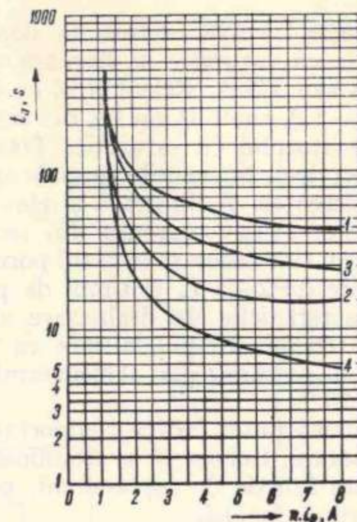


Fig. 10.8. Releul termic, maximal de curent, temporizat, RSZ 3t (4/5...8 A). Caracteristicile de declanşare cu transformatoare cu saturaţie 5/5 A, dependente de curentul de pornire al elementului termic, i_p.

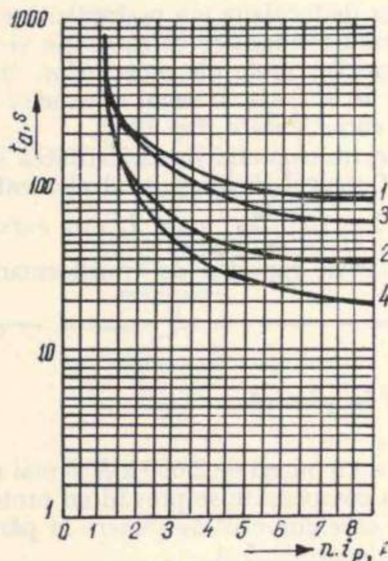


Fig. 10.9. Releul termic, maximal de curent, temporizat, RSZ 3t (4/5...8 A). Caracteristicile de declanşare, cu transformatoare cu saturaţie 5/5 A şi rezistenţe suplimentare 0,2 Ω dependente de curentul de pornire al elementului termic, i_p.

Motoarele electrice sincrone și asincrone cu puteri sub 2 000 kW din rețele cu neutrul izolat se prevăd cu protecții contra punerilor la pămînt, în cazurile în care curentul de punere la pămînt este de minimum 10 A, iar în rețelele compensate, dacă curentul rezidual depășește această valoare.

Din condițiile arătate mai sus, se observă că protecțiile contra punerilor la pămînt ale motoarelor trebuie să fie sensibile la curenți primari de punere la pămînt de ordinul 5—15 A. Ca atare se prevăd scheme de protecție analoage cu cele descrise la protecția împotriva punerilor la pămînt în rețele cu neutrul izolat sau compensate (v. § 5.6.3 și § 5.6.4) avînd grijă ca pentru mărirea sensibilității, protecțiile să fie conectate la transformatoare inelare de curent homopolar, instalate pe cablele de alimentare ale motorului, lîngă întreruptor; prin aceasta intră în sectorul protejat și cablele de alimentare. Se folosesc în general protecții maximale de curent homopolar sau protecții cu releu direcțional de procese tranzitorii (R.D.T.).

Stabilirea curenților de pornire și sensibilității protecțiilor se face în conformitate cu cele arătate la § 5.6.3. și § 5.6.4.

Protecția comandă declanșarea, fără temporizare, a întreruptorului motorului iar la motoarele sincrone, prevăzute cu dispozitiv de dezexcitare rapidă, și a întreruptorului acestui dispozitiv.

10.2.3. Protecția împotriva scăderii tensiunii de alimentare

Protecția împotriva scăderii tensiunii de alimentare sub limitele admisibile are rolul de a preveni încălzirea motoarelor, de a asigura deconectarea unora pentru a ușura regimul de autopornire al altora și de a crea condițiile necesare pentru securitatea personalului și pentru desfășurarea procesului tehnologic.

Prevenirea încălzirii motoarelor asincrone. În cazul cînd cuplul de pornire este mai mic decît cuplul rezistent al utilajului acționat, unele motoare cu rotorul bobinat care acționează mecanisme cu cuplul rezistent constant se pot supraîncălzi.

Practica exploatării și experiențele efectuate au arătat că autopornirea este posibilă și la majoritatea motoarelor asincrone cu rotorul bobinat. La acestea, protecția minimală de tensiune nu va avea rolul de a proteja motoarele împotriva încălzirii în perioada autopornirii, ci, eventual, celelalte sarcini indicate mai sus. În cazul scăderii tensiunii sub o anumită valoare, protecția trebuie deci să deconecteze de la rețea motoarele care nu pot autoporni.

Tensiunea de pornire a protecției se alege de obicei egală cu 70% din tensiunea nominală a motorului, iar temporizarea se alege pînă la 0,5 s. Această temporizare este necesară pentru a se evita deconectarea motorului în cazul unor scurtcircuite în instalațiile care trebuie izolate de protecțiile rapide ale elementelor avariate.

Asigurarea autopornirii motoarelor. Aceasta se realizează prin deconectarea unora dintre motoare, pentru a se ușura regimul de autopornire al celorlalte. După cum s-a arătat în subcap. 10.1, în timpul perioadei de autopornire, la restabilirea tensiunii, motoarele absorb curenți mult mai mari decît cei nominali, se produc căderi de tensiune mărite și, din acest motiv, se îngreuează atingerea turației nominale a motoarelor; în unele cazuri, tensiunea rămîne atît de scăzută încît motoarele nu pot autoporni. Pentru a asigura autopornirea motoarelor importante, protecția de tensiune deconectează motoarele mai puțin importante în procesul tehnologic, cum și motoarele a căror autopornire nu este admisă. Uneori, pentru a se ușura sensibil autopornirea, se deconectează prin protecția de tensiune chiar unele motoare importante, însă la revenirea tensiunii la valoarea normală, acestea se reconectează automat. Dacă este necesar, se deconectează cele mai mari motoare ale mecanismelor importante, de exemplu motoarele pompelor de apă de alimentare, prevăzîndu-se însă în mod obligatoriu reanclanșarea automată rapidă la restabilirea tensiunii.

Asigurarea autopornirii motoarelor este de cea mai mare importanță, mai ales pentru serviciile interne ale centralelor electrice care trebuie menținute cu orice preț în funcțiune. În ce privește asigurarea autopornirii, motoarele serviciilor interne se împart în două grupuri. Un prim grup cuprinde motoarele importante (acele a căror oprire împiedică funcționarea în continuare a agregatelor principale din centrală) care pot autoporni și în acest scop ele se prevăd cu o protecție minimală de tensiune, cu temporizare mare (5—10 s) care comandă declanșarea acestor motoare la scăderea tensiunii de alimentare sub 0,5 U_n; al doilea grup cuprinde motoarele de importanță secundară (a căror oprire nu împiedică funcționarea în continuare, un timp limitat, a agregatelor principale sau care nu pot autoporni) care se prevăd cu o protecție minimală de tensiune, cu temporizare mică, de ordinul 0,5 s, care comandă declanșarea acestor motoare la scăderea tensiunii de alimentare sub 0,7 U_n. În acest fel, în cazul unui scurtcircuit în rețeaua de alimentare, care provoacă și o scădere mare a tensiunii, toate motoarele de importanță secundară vor fi deconectate de protecția minimală de tensiune, cu temporizări mici iar celelalte motoare conectate vor avea autopornirea asigurată.

Nu vor fi incluse în cele două grupuri de motoare menționate mai sus, motoarele unor mecanisme de o deosebită importanță ca de exemplu, motoarele pompelor de ulei pentru ungere, a pompelor de incendiu etc.

Motoarele asincrone cu rotorul în scurtcircuit ale mecanismelor importante, care pornesc în mod normal la tensiunea nominală a rețelei, se prevăd cu o protecție minimală de tensiune numai dacă ea este necesară pentru ușurarea autopornirii altor motoare.

Motoarele sincrone se prevăd cu o protecție minimală de tensiune care acționează la declanșarea întreruptorului și a automatului de dezexcitare rapidă (dacă acesta există). Această protecție acționează, de regulă, la scăderi de tensiuni sub 50% din tensiunea nominală și cu o temporizare care se stabilește în funcție de caracteristicile motoarelor și ale mecanismului antrenat.

Asigurarea condiţiilor de tehnica securităţii şi a condiţiilor de desfăşurare a procesului tehnologic. Uneori, în cazul dispariţiei de lungă durată a tensiunii, este necesar ca motoarele să fie deconectate, pentru ca la revenirea tensiunii, prin autopornirea lor, să nu prezinte pericol pentru personalul care le deserveşte sau să nu înrăutăţească desfăşurarea procesului tehnologic. Aceste motoare se prevăd cu o protecţie minimală de tensiune cu o temporizare de ordinul a 10 s.

Protecţia minimală de tensiune se realizează cu relee minimale de tensiune şi cu relee de timp, sub forma unui grup separat de relee pentru fiecare motor sau a unui grup comun pentru mai multe motoare. Cînd motoarele sînt alimentate de la sisteme sau secţii de bare diferite, se foloseşte primul procedeu; motoarele alimentate în grupuri de la aceeaşi secţie sau sistem de bare se prevăd, din considerente economice, cu un grup de protecţie minimală de tensiune.

În fig. 10.10 este reprezentată protecţia minimală de tensiune a două grupuri de motoare electrice alimentate de la aceeaşi secţie de bare, realizată cu două temporizări. Cu o temporizare mică (de ordinul 0,5 s), este declanşat grupul motoarelor a căror autopornire nu este permisă din considerentele menţionate sau motoarele de importanţă secundară care se declanşează pentru a uşura autopornirea motoarelor importante (M_1, M_2) iar cu o temporizare mai mare (5—10 s) este declanşat şi grupul motoarelor importante dacă tensiunea nu a reuşit să revină (M_3, M_4).

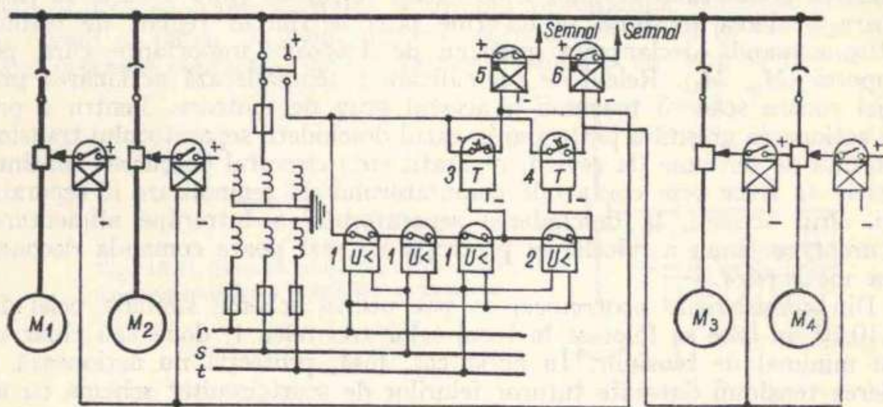


Fig. 10.10. Schema protecţiei maximale de tensiune a două grupuri de motoare din serviciile interne ale unei centrale electrice.

Releele minimale de tensiune *1* se conectează la înfăşurarea secundară (legată în stea) a unui transformator de tensiune fiind alimentate cu tensiunea între faze. Prin folosirea a trei relee minimale de tensiune, acţionarea protecţiei este asigurată la toate felurile de scurtcircuite între faze. Contactele releelor de tensiune se leagă în serie, pentru a se bloca acţionarea protecţiei în cazul arderii unei siguranţe din circuitul secundar al transformatorului de

tensiune. Tensiunea de pornire a releelor *1*, se alege, în conformitate cu cele arătate mai sus

$$u_p = 0{,}7\frac{U_n}{n_t} \qquad (10.6)$$

unde: U_n este tensiunea nominală a rețelei de alimentare a motoarelor;
n_t — raportul de transformare al transformatoarelor de tensiune.

În cazul scăderii tensiunii sub valoarea de pornire a releelor *1*, acestea își închid contactele și excită releul de timp *3*. Dacă tensiunea nu revine, după timpul reglat, de ordinul 0,5 s, releul de timp *3* comandă deconectarea motoarelor M_1 și M_2 (grupul motoarelor de importanță secundară sau care nu pot autoporni). Releul de semnalizare *5* semnalizează acționarea protecției grupului de motoare respectiv.

Dacă tensiunea de alimentare a motoarelor scade în continuare își închide contactul și releul minimal de tensiune *2*. Tensiunea de pornire a acestuia se alege

$$u_p = 0{,}5\frac{U_n}{n_t} \qquad (10.7)$$

unde U_n și n_t au semnificațiile cunoscute.

Se observă că releul *2* este alimentat cu tensiunea între faze și are contactul în serie cu contactele releelor *1*, deci nu poate excita releul de timp *4* decît dacă toate releele *1* își au contactele închise ceea ce se produce numai dacă tensiunile au scăzut pe toate fazele, sub valoarea de 0,7 U_n. Prin închiderea contactului releului *2* se excită releul de timp *4* care, în cazul în care scăderea tensiunii se menține pînă la timpul reglat, de ordinul 5—10s, comandă declanșarea grupului de motoare importante care pot autoporni (M_3, M_4). Releul de semnalizare *6* semnalizează acționarea protecției contra scăderii tensiunii a acestui grup de motoare. Pentru a preveni acționarea greșită a protecției în cazul deschiderii separatorului transformatorului de tensiune (la revizii, reparații etc.) circuitul de curent continuu operativ se trece prin contactele comutatorului de semnalizare al separatorului. Prin aceasta, la deschiderea separatorului se întrerupe alimentarea cu curent continuu a releelor și protecția nu mai poate comanda deconectarea motoarelor.

Din considerente economice, se pot utiliza scheme similare celei din fig. 10.10, în care se folosesc în locul celor trei relee *1*, două sau chiar un releu minimal de tensiune. În acest caz, însă, protecția nu acționează la scăderea tensiunii datorate tuturor felurilor de scurtcircuite; schema cu un singur releu minimal de tensiune *1* acționează intempestiv în cazul arderii unei siguranțe, dar poate fi totuși adoptată la protecția motoarelor de mică importanță.

10.2.5. Protecția contra ieșirii din sincronism a motoarelor sincrone

Pe lîngă protecțiile contra scurtcircuitelor, suprasarcinilor, scăderilor de tensiune și punerilor la pămînt, motoarele sincrone se prevăd cu protecții contra ieșirii din sincronism. La motoarele sincrone, întreruperea unei faze

a reţelei de alimentare provoacă nu numai creşterea curentului pe celelalte două faze ci şi posibilitatea ieşirii din sincronism, la o anumită sarcină. De asemenea, la scăderea tensiunii, motoarele sincrone pot ieşi din sincronism. La trecerea din regim sincron în regim asincron, apar pulsaţii (pendulări) mari ale curentului statoric, iar în înfăşurarea rotorului circulă o componentă alternativă a curentului; de asemenea se modifică unghiul de defazaj între curentul şi tensiunea din stator. În consecinţă, ca protecţii împotriva funcţionării în regim asincron, se utilizează una din următoarele variante:

— protecţie maximală reacţionînd la apariţia curentului alternativ în înfăşurarea de excitaţie;

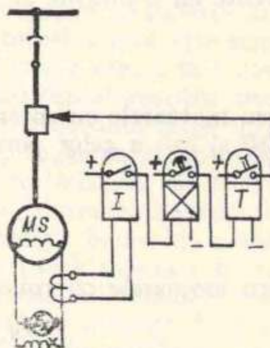
— protecţie de suprasarcină;

— protecţie sensibilă la schimbarea unghiului de defazaj între curentul şi tensiunea din stator.

Se descrie, în continuare, protecţia cea mai des folosită şi suficient de sensibilă, care sesizează, la pierderea sincronismului, apariţia componentei alternative de curent în înfăşurarea de excitaţie. Protecţia este realizată cu nu transformator de curent conectat în circuitul rotorului, un releu de curent, un releu intermediar cu temporizare la deschidere şi un releu de timp (fig. 10.11).

În regim sincron, prin înfăşurarea rotorului nu circulă decît curentul continuu produs de excitatoare. La ieşirea din sincronism, datorită pendulărilor, componenta alternativă a curentului care apare în circuitul rotorului este transformată de transformatorul de curent, releul de curent este excitat, releul intermediar acţionează şi apoi, prin releul de timp, se comandă declanşarea întreruptorului motorului. Temporizarea la deschidere a releului intermediar este necesară, deoarece în timpul pendulărilor curentul prin releul de curent ar putea să devină mai mic decît curentul său de revenire, releul să-şi deschidă contactul, iar releele intermediare şi de timp să revină. Tem-

Fig. 10.11. Schema protecţiei motoarelor sincrone împotriva ieşirii din sincronism.



porizarea la deschiderea releului intermediar asigură deci aplicarea continuă a impulsului la bornele releului de timp, care comandă, cu temporizarea fixată, declanşarea întrerupătorului motorului.

Releul de timp este necesar pentru ca protecţia să nu acţioneze intempestiv la apariţia unor componente alternative în circuitul rotoric, în cazul scurtcircuitelor exterioare nesimetrice (bifazate). Se întîrzie astfel acţionarea protecţiei pînă la izolarea selectivă a defectului.

Protecţia comandă declanşarea întreruptorului motorului dacă nu este prevăzută posibilitatea resincronizării.

10.3. PROTECŢIA MOTOARELOR CU TENSIUNEA PÎNĂ LA 1 kV

Motoarele electrice cu tensiunea pînă la 1 kV se prevăd cu protecţii contra scurtcircuitelor, contra suprasarcinilor şi contra scăderilor de tensiune.

Protecţia contra scurtcircuitelor se realizează prin siguranţe fuzibile, contactoare cu relee sau întreruptoare automate. În general, toate motoarele electrice se protejează contra scurtcircuitelor.

Siguranţa fuzibilă fiind un aparat simplu şi ieftin se foloseşte pe scară largă pentru protecţia în special a motoarelor asincrone cu puterea pînă la 100 kW.

Pentru protecţia contra scurtcircuitelor atît a motorului cît şi a cablului de alimentare, siguranţele se montează după întreruptorul cu pîrghie înaintea contactorului.

Stabilirea tipului şi a curentului nominal al fuzibilului siguranţei se face ţinînd seama de mărimea curentului de pornire al motorului şi de durata pornirii. Fuzibilele alese nu trebuie să se topească din cauza curenţilor de pornire I_p ale motoarelor sau a curenţilor provocaţi de suprasarcinile de scurtă durată.

Alegerea curentului nominal al fuzibilului $I_{n.f.}$, în funcţie de curentul de pornire maxim al motorului I_p, se face cu ajutorul următoarelor formule aproximative:

Pentru motoarele electrice cu rotorul în scurtcircuit, cînd pornirile nu sînt frecvente iar condiţiile de pornire sînt uşoare (timpul de pornire 2—5 s),

$$I_{n.f} \geqslant \frac{I_p}{2,5}.$$

Pentru motoarele cu rotorul în scurtcircuit, cu condiţii grele de pornire ($t_p \geqslant 5...10$ s) sau a celor pornite foarte des dar în condiţii uşoare de pornire,

$$I_{n.f} \geqslant \frac{I_p}{1,6 ... 2}.$$

Pentru motoarele cu rotorul bobinat (la care $I_p \leqslant 2\ I_n$)

$$I_{n.f} \geqslant (1 ... 1,25)\ I_n,$$

în care I_n este curentul nominal al motorului. Releele electromagnetice cu acţionare instantanee, asociate contactoarelor, folosite de asemenea pentru protecţia contra scurtcircuitelor a motoarelor cu porniri numeroase prezintă faţă de siguranţele fuzibile avantajul că ele pot acţiona de un număr mare de ori şi permit să se realizeze protecţia nu numai contra scurtcircuitelor, ci şi contra supracurenţilor. În majoritatea cazurilor, bobinele releelor electromagnetice se montează în serie cu contactele principale ale contactorului, în amonte de acesta. Contactele releelor se leagă în serie cu bobina contac-

torului, ceea ce asigură deconectarea de la rețea a motorului cînd acționează chiar un singur releu. În cazuri mai rare, bobinele releelor electromagnetice se conectează prin intermediul transformatoarelor de curent. La producerea unui scurtcircuit, releele electromagnetice acționează și, prin contactele lor, deschid circuitul bobinei de reținere a contactorului, deconectînd astfel motorul. În cazul cînd releele se montează pe trei faze, se realizează și protecția contra scurtcircuitelor monofazate, în rețelele de joasă tensiune cu neutrul legat la pămînt. Curentul de pornire al releelor electromagnetice se alege în funcție de tipul lor și caracteristicile motorului protejat. În orice caz curentul de pornire al releelor se alege cu 20—30% mai mare decît curentul de pornire maxim al motorului.

Întreruptoarele automate, datorită performanțelor electrice și mecanice ridicate sînt indicate pentru utilizarea în instalații cu curent nominal și puteri de scurtcircuit mari. Pentru protecția contra scurtcircuitelor, întreruptoarele automate sînt echipate cu declanșatoare electromagnetice (releul electromagnetic împreună cu mecanismul corespunzător de deschidere se numește declanșator electromagnetic) care, la producerea unui scurtcircuit acționează după caracteristica sa de protecție, rapid sau temporizat, (după mărimea curentului de scurtcircuit), provocînd declanșarea întreruptorului motorului. Întreruptoarele automate pot fi echipate cu declanșatoare electromagnetice pe două sau trei faze.

Curentul de pornire al declanșatorului electromagnetic se alege cu 40—60% mai mare decît curentul de pornire maxim al motorului protejat.

Protecția contra suprasarcinilor nu este obligatorie pentru motoarele cu puteri mai mici decît 1 kW cu regim de funcționare intermitent și de scurtă durată, cum și pentru cele cu regim de lungă durată în cazul cînd suprasarcina este puțin probabilă (ventilatoare care nu se supraîncarcă, pompe centrifuge etc.). Motoarele electrice necesită totuși o protecție sensibilă contra suprasarcinilor, întrucît curentul statoric poate crește la valori nu prea mari peste curentul nominal, datorită nu numai supraîncărcării mecanismului antrenat ci și rămînerii în două faze sau scurtcircuitului între spirele vecine ale înfășurării unei faze. Din aceste motive, folosirea siguranțelor fuzibile pentru protecția contra suprasarcinilor nu este indicată, ele funcționînd cu precizie redusă. În general, pentru protecția contra suprasarcinilor a unui motor electric se folosesc relee termice (bazate pe încovoierea unui bimetal cînd acesta este încălzit) sau declanșatoare termice montate în aceeași carcasă cu contactorul sau cu întreruptorul automat. Bimetalul releului termic este încălzit fie direct de curentul motorului, fie indirect de către o înfășurare de încălzire prin care trece acest curent, fie combinat, o parte din curentul motorului trecînd prin înfășurare iar restul prin bimetal. Datorită căldurii produse de curent, bimetalul se încovoaie și, la o anumită valoare a curentului, deschide un contact din circuitul de comandă al contactorului sau automatului, provocînd astfel declanșarea.

Releele termice pot fi reglate, în general, în mai multe trepte, în domeniul (0,5—1) I_n,—I_n fiind curentul nominal al motorului. Reglarea trebuie efectuată cît mai exact, în raport cu sarcina reală a înfășurării protejate. Releele termice trebuie instalate într-un mediu cu temperatura cît mai apro-

piată de aceea a mediului în care funcţionează motorul, de preferinţă în aceeaşi încăpere cu acesta.

Protecţia contra scăderii tensiunii reţelei de alimentare a motoarelor nu trebuie instalată decît în următoarele cazuri:

—la motoarele electrice care nu pot fi pornite prin conectare directă la reţea;

—la motoarele a căror autopornire nu este permisă de condiţiile procesului tehnologic sau prezintă pericol pentru personalul de exploatare;

— la motoarele a căror deconectare în, cazul scăderii tensiunii sau întreruperii alimentării, este necesară pentru uşurarea autopornirii motoarelor mai importante.

Este foarte important să se examineze cu atenţie dacă unui motor trebuie să i se prevadă protecţia minimală de tensiune deoarece, procedîndu-se fără discernămînt şi echipîndu-se toate motoarele cu această protecţie, nu se folosesc judicios avantajele pe care le oferă unele automatizări ale sistemelor energetice (reanclanşarea automată rapidă şi anclanşarea automată a rezervei). În adevăr, să presupunem că întreruptorul unei linii care alimentează o staţie este prevăzut cu un dispozitiv RAR. În cazul unui defect trecător pe linie (v. cap. 11), întreruptorul execută automat un ciclu RAR, adică se deschide, face o pauză de ordinul a 0,3—1,5 s şi apoi reanclanşează. Dacă toate motoarele ar fi prevăzute cu protecţie minimală de tensiune, în pauza ciclului RAR, cînd tensiunea la bornele staţiei dispare, toate motoarele ar fi deconectate prin această protecţie, fără a li se da posibilitatea să autopornească, iar procesul tehnologic ar fi perturbat în mod inutil.

Acelaşi lucru s-ar petrece şi în cazul cînd, de exemplu, la deconectarea unei linii de alimentare a unei staţii, dispozitivul AAR ar conecta, după o pauză de circa 1 s, linia de rezervă.

Protecţia contra scăderii tensiunii reţelei de alimentare a motoarelor de joasă tensiune se realizează prin bobine, declanşatoare sau relee de minimă tensiune care comandă deschiderea contactoarelor sau întreruptoarelor automate. Prin funcţionarea lor rapidă (20—30 ms), unele contactoare sau întreruptoare prevăzute cu protecţie contra scăderii tensiunii produc deconectări inutile ale motoarelor electrice la variaţii scurte ale tensiunii cauzate de diferite scurtcircuite în reţea. Pentru evitarea acestui neajuns, se construiesc în prezent contactoare şi întreruptoare automate prevăzute cu sisteme de temporizare (mecanisme de ceasornic sau elemente rezistenţă — condensator) ale protecţiilor ce acţionează la scăderea tensiunii. Prin alegerea corectă a temporizărilor, există posibilitatea ca să se asigure menţinerea pe timp scurt în funcţiune a tuturor motoarelor la variaţii bruşte de tensiune, declanşarea după trecerea acestui timp de ordinul 0,1—0,5 s a motoarelor ce nu pot autoporni sau autopornirea lor nu este permisă de condiţiile procesului tehnologic sau ale tehnicii securităţii precum şi declanşarea motoarelor mai puţin importante pentru a uşura autopornirea motoarelor importante; cu o temporizare şi mai mare se declanşează, la scăderea în continuare a tensiunii, motoarele importante.

Tensiunea de pornire a declanşatoarelor şi releelor de minimă tensiune, se reglează, în general, la valori de (0,3...0,7) U_n, U_n fiind tensiunea nominală a reţelei de alimentare.

11

AUTOMATIZĂRI ÎN CENTRALE ȘI REȚELE ELECTRICE

11.1. GENERALITĂȚI

Particularitățile funcționale ale sistemelor energetice și în special necesitatea asigurării unui echilibru perfect și permanent între producție și consum, necesitatea asigurării unor parametri de funcționare cu abateri minime (frecvență, tensiune), viteza foarte mare de desfășurare a fenomenelor și necesitatea de a lichida foarte rapid orice anomalii apărute din diverse cauze au determinat existența unui volum mare (și în continuă creștere) de automatizări ale instalațiilor de producție, transport, distribuție și consum a energiei electrice. Prin dispozitive și scheme de automatizare se înțeleg acelea a căror aplicare permite realizarea controlului și conducerea procesului de producție fără participarea directă a omului.

Privite în lumina acestei definiri, și dispozitivele de protecție prin relee sînt evident dispozitive de automatizare.

În afara acestora însă, instalațiile componente ale sistemelor energetice precum și sistemele energetice în ansamblu au fost dotate cu dispozitive și sisteme complexe de automatizare al căror volum și importanță sînt în continuă creștere.

Automatizările cu care sînt dotate sistemele energetice pot fi clasificate după funcțiile și destinațiile pe care le au în două mari categorii. După alte criterii ele pot fi împărțite și în alte grupe.

Prima categorie o constituie automatizările care au drept scop realizarea unor indici tehnico-economici cît mai ridicați și menținerea unor parametri de funcționare corespunzători, și ele pot fi atît cu caracter local cît și generalizate în întregul sistem. În această categorie intră diversele dispozitive de pornire automată a unor agregate (întregul proces desfășurîndu-se automat); sistemele de reglaj frecvență-putere și de reglaj al tensiunii pot fi privite și ele ca o automatizare tehnologică.

A doua categorie o constituie automatizările care au rolul de a împiedica sau de a limita în măsura maximă posibilă avariile și situațiile anormale apărute în sistemele energetice. Din definiția acestei categorii rezultă că ele au de fapt aceeași destinație ca și dispozitivele de protecție; pe cînd

însă acestea din urmă reacţionează numai la avarii cu caracter local, automatizările au în principal rolul de a sesiza şi acţiona la incidente cu caracter mai general. Unele din automatizările din această categorie dintre care cele principale se vor enumera mai jos, sînt folosite de multă vreme, o dată cu constituirea prin interconexiunea mai multor centrale, a sistemelor energetice.

O astfel de automatizare de sistem folosită de multă vreme este „Descărcarea automată a sarcinii la scăderea frecvenţei" (DASF). O altă grupă de automatizări folosite de foarte multă vreme care intră în această categorie ocupînd un loc particular întrucît contribuie la lichidarea avariilor cu caracter local o constituie *Reanclanşarea automată rapidă* (RAR) şi *Anclanşarea automată a rezervei* (AAR).

Majoritatea automatizărilor din această categorie însă (cu excepţia celor enunţate mai sus) au apărut şi s-au dezvoltat în ultimii 10 ani o dată cu dezvoltarea importantă a sistemelor energetice care a făcut ca mai mult decît în trecut lichidarea incidentelor şi evitarea în măsura maximă posibilă a perturbării consumatorilor să nu se mai poată realiza doar prin dispozitive de protecţie şi automatizare proprii fiecărui element de sistem.

Sistemele energetice dezvoltate prezintă o serie de particularităţi dintre care cele mai importante sînt: existenţa unor grupuri de mare putere unitară şi a unor linii de înaltă tensiune foarte lungi prin care se transportă puteri mari şi care funcţionează cu o mică rezervă de stabilitate statică şi dinamică, funcţionarea în paralel prin legături slabe uneori a unor sisteme locale de putere mică cu mari sisteme interconectate, posibilitatea apariţiei unor regimuri asincrone de funcţionare între diversele părţi componente ale sistemului, posibilitatea creşterii importante a tensiunii în anumite zone ca urmare a declanşării dintr-o singură parte a unor linii foarte lungi de foarte înaltă tensiune (500 kV).

Aceste particularităţi ale sistemelor energetice au determinat şi determină în continuare necesitatea instalării unor dispozitive care să reacţioneze nu la un defect local produs într-o instalaţie oarecare (acesta fiind rolul protecţiilor individuale) ci la apariţia unor situaţii anormale în întregul sistem energetic sau în zone ale acestuia.

Cele mai des întîlnite automatizări avînd această destinaţie (în afară de cea de descărcare automată a sarcinii la scăderea frecvenţei menţionată deja) şi care sînt cunoscute sub denumirea generică de *automatică de sistem de prevenire a avariilor* sînt următoarele:

a. Descărcarea automată a liniilor de transport pentru evitarea supraîncărcării periculoase a acestora ca urmare a declanşării altor elemente din sistem (generatoare, transformatoare sau linii).

b. Descărcarea automată a sarcinii la scăderea tensiunii (DASU), automatizare frecvent întîlnită în special în sistemul nostru energetic.

c. Debuclarea sistemului la apariţia pendulaţiilor adică la pierderea stabilităţii de funcţionare, diferitele zone ale sistemului continuînd să funcţioneze separate între ele şi refacerea funcţionării în paralel efectuîndu-se sub coordonarea dispecerului. Ambele automatizări de la punctele b şi c au rolul de a evita apariţia unor regimuri de funcţionare instabilă.

d. Racordarea automată de reactoare şi deconectarea automată de linii la creşterea tensiunii în anumite zone pînă la valori periculoase pentru aparatajul staţiilor şi liniilor.

În afara automatizărilor enumerate mai sus, în cadrul „automaticii de sistem" se mai folosesc şi alte tipuri, dar acestea avînd o utilizare mai restrînsă nu sînt amintite aci.

În cele ce urmează se descriu principalele dispozitive şi scheme utilizate pentru realizarea automatizărilor de sistem şi modul lor de funcţionare.

11.2. REANCLANŞAREA AUTOMATĂ A LINIILOR (RAR). DISPOZITIVE ŞI SCHME DE REANCLANŞARE

Cea mai frecvent utilizată automatizare de reţea şi care acţionează în strînsă legătură cu dispozitivele de protecţie prin relee, o constituie „reanclanşarea automată rapidă" (prescurtat RAR).

Prevăzut la început numai la liniile aeriene de medie, înaltă şi foarte înaltă tensiune, în ultimul timp RAR-ul este folosit din ce în ce mai mult şi la alte instalaţii cum sînt: bare colectoare, transformatoare, cable.

Statisticile întocmite în diferite ţări arată că eficacitatea acţionărilor dispozitivelor de RAR este foarte ridicată atingînd la linii aeriene şi bare colectoare valori variind după nivelul tensiunii instalaţiilor între 50 şi 90% iar la linii în cablu între 40 şi 60%. Procentul mare de acţionări reuşite se datoreşte faptului că marea majoritate a defectelor care apar în instalaţiile electrice şi în special la liniile aeriene (la care de altfel se şi produc majoritatea defectelor) nu au un caracter stabil, constituind ceea ce se defineşte drept defecte pasagere; asemenea defecte constau de regulă în conturnări ale izolaţiei, izolaţie care se reface fără urmări dacă aceste conturnări durează un timp foarte scurt fiind întrerupte rapid prin scoaterea de sub tensiune a instalaţiei respective.

În definirea sa cea mai generală un dispozitiv de RAR constă într-o instalaţie complexă care realizează reanclanşarea automată a unui întrerupător declanşat, după un timp de la această declanşare, timp care de regulă nu trebuie să depăşească în măsură însemnată intervalul necesar pentru a se asigura prin întreruperea tensiunii stingerea arcului electric produs la locul defectului.

După cum se va vedea mai jos dispozitivele de RAR pot avea şi alte funcţiuni legate de cea principală enunţată mai sus, pe care le realizează de obicei împreună cu ansamblul schemelor de protecţie, între acestea şi dispozitivul propriu-zis fiind o strînsă legătură atît în ce priveşte principiile de funcţionare cît şi parametrii de acţionare.

Dispozitivele de RAR, după funcţiile pe care le au, după modul în care le îndeplinesc, precum şi după alte criterii pot fi clasificate în mai multe categorii.

Astfel, după cum sînt realizate printr-un complex de relee electrice sau respectiv prin dispozitive cu greutate sau resort încorporate în întrerupător se disting dispozitive *electrice* și *mecanice* de RAR.

După numărul de faze pe care se produce reanclanșarea, se disting reanclanșarea *monofazată* (RARM) și cea *trifazată* (RART), aceasta din urmă realizîndu-se după cum se va arăta mai jos în diferite moduri.

Dispozitivele și schemele de RAR, au cunoscut o permanentă evoluție în complexitate și performanțe, în prezent folosindu-se o mare varietate de soluții. Soluțiile alese pentru schemele de RAR depind în mare măsură de structura și nivelul de tensiune al rețelei, de modul de tratare a punctului neutru precum și de caracteristicile constructive ale întrerupătorului la care trebuie adaptate.

Astfel în rețelele de medie tensiune, izolate sau compensate, unde nivelul de izolație este coborît, distanțele între faze relativ mici și majoritatea conturnărilor se transformă în scurtcircuite polifazate, tipul de reanclanșare care se dovedește eficace este cel trifazat; dimpotrivă în rețelele de înaltă și foarte înaltă tensiune care funcționează de regulă cu neutrul direct legat la pămînt și sînt echipate cu întrerupătoare avînd acționare separată pe fiecare fază și în care marea majoritate a defectelor sînt monofazate, folosirea numai a reanclanșării monofazate, precum și a celei monofazate sau trifazate după natura defectului s-a dovedit foarte eficace, fiecare dintre aceste două variante fiind larg folosite.

Dispozitivele de RAR influențează la rîndul lor soluțiile alese pentru protecția liniilor atît în ceea ce privește schemele folosite cît și reglajele, între protecții și schemele de reanclanșare existînd în general (mai ales în rețelele de înaltă și foarte înaltă tensiune) o strînsă interdependență. Un exemplu de ameliorare a performanțelor protecțiilor prin interacționarea acestora cu dispozitivele de RAR și care reprezintă o soluție frecvent folosită în rețelele de înaltă și foarte înaltă tensiune îl constituie „prelungirea treptei rapide a protecției de distanță" înainte sau după reanclanșare.

După cum s-a arătat în cap. 5, protecțiile de distanță se reglează de obicei astfel încît deconectează linia în treapta I de timp (rapidă) pentru defecte situate pe o porțiune reprezentînd 80%—85% din lungimea acesteia și în treapta a II-a, deci cu oarecare temporizare, pentru defecte situate în ultima porțiune a liniei (15%—20%).

Deconectarea cu întîrziere a defectelor produse pe o anumită porțiune a liniei, necesară din considerente de selectivitate, conduce la căderi prelungite de tensiune care influențează negativ atît consumatorii cît și stabilitatea de funcționare a sistemului energetic, precum și la mărirea efectelor destructive ale defectului și la posibilitatea extinderii acestuia pe mai multe faze cu consecințe mai grele.

Acestea constituie de altfel, după cum se știe, motivele folosirii protecțiilor comparative longitudinale.

Dispozitivele de RAR permit realizarea deconectării rapide a defectelor de pe întreaga lungime a liniei chiar în cazul echipării acestora doar cu protecții de distanță, în felul următor. Toate protecțiile de distanță moderne au prevăzută posibilitatea de a se regla două valori ale treptei I (prin prevederea a două prize corespunzătoare la transformatorul de tensiune inte-

rior care alimentează organul de măsură sau a două rezistențe diferite care se introduc în circuitul de tensiune al acestui organ). Una din cele două valori ale treptei I-a este cea obișnuită de 80—85% din impedanța liniei, iar a doua se alege astfel încît să se acopere întreaga linie (115%—120% din impedanța liniei) și constituie *treapta I prelungită.*

Se cunosc două soluții de prelungire a treptei I. Prima și cea mai frecvent folosită o constituie *prelungirea treptei I înainte de RAR* și conduce la următorul mod de lichidare a defectelor ilustrat și de schema din fig. 11.1, unde cu linie plină s-au figurat caracteristicile normale ale protecțiilor de distanță, iar cu linie punctată modificarea acestor caracteristici prin folosirea prelungirii treptei I. La apariția unui defect la care protecția demarează domeniul de măsură al treptei I este cel prelungit și deci un defect produs în orice punct al liniei este deconectat rapid de protecțiile de la ambele capete; după declanșare are loc reanclanșarea automată și dacă datorită persistenței defectului protecția demarează din nou, domeniul de măsură al treptei I este de data asta cel normal (scurtarea producîndu-se cu ajutorul unui contact din schema de RAR care efectuează comutarea rezistențelor sau prizelor transformatorului din circuitul de tensiune al organului de măsură). Cum majoritatea defectelor sînt trecătoare, a doua declanșare nu se mai produce la astfel de defecte iar lichidarea defectului este rapidă.

După cum se observă din schema din fig. 11.1 pentru un defect produs pe oricare din liniile racordate la barele stației *B* în imediata apropiere a acestora se produce o primă declanșare rapidă a tuturor celorlalte linii (din capetele opuse) prevăzute cu prelungirea treptei rapide, iar după reanclanșarea tuturor, dacă defectul este persistent declanșează din nou rapid doar linia în cauză, protecțiile celorlalte sesizînd de astă dată defectul în treapta a II-a. De asemenea, tot în treapta a II-a este sesizat și un defect persistent produs în capătul opus al unei linii (la o distanță mai mare de 85% din linie) și deconectat cu temporizarea respectivă de către protecția proprie după reanclanșare.

În concluzie, prin folosirea „prelungirii treptei I înainte de RAR“ se obține o primă deconectare rapidă a defectelor din orice porțiune a unei linii și o deconectare temporizată a defectelor depărtate (ca în cazurile

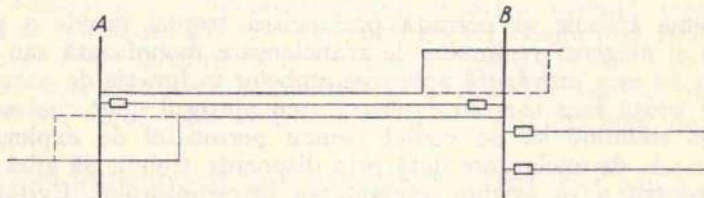


Fig. 11.1. Prelungirea treptei rapide a protecțiilor de distanță înainte de RAR.

obișnuite) numai pentru defectele persistente după RAR și aceasta reprezintă evident un avantaj. Există însă și un dezavantaj care constă în declanșarea inițială (înainte de RAR) a tuturor liniilor racordate la o stație în cazul unui defect pe una singură în apropierea acesteia; acest dezavantaj este

corectat prin reanclanşarea rapidă dar totuşi trebuie ţinut seama că există riscul blocării unuia din multele întrerupătoare care declanşează, precum şi acela al ieşirii din sincronism a unei centrale în cazul declanşării tuturor liniilor racordate la aceasta, chiar şi pentru un timp scurt. Ţinînd seama de acest dezavantaj prelungirea treptei rapide înainte de RAR este utilizată adesea numai în cazul reanclanşărilor monofazate (cînd nu există riscul ieşirii din sincronism).

De asemeni în unele sisteme, pentru eliminarea totală a dezavantajelor menţionate, se foloseşte *prelungirea treptei rapide după RAR*. Realizarea acestei prelungiri se face într-un mod similar cu cel descris anterior cu ajutorul unui contact al dispozitivului de RAR, dar după efectuarea reanclanşării. Cum majoritatea defectelor sînt pasagere, această soluţie are rolul doar de a micşora durata celei de-a doua căderi de tensiune în cazul reanclanşărilor nereuşite dar nu realizează deconectarea rapidă de la ambele capete a majorităţii defectelor în faza lor incipientă şi de aceea este mai puţin avantajoasă şi mai rar folosită.

După cum s-a menţionat mai sus, în diferitele sisteme energetice se utilizează o mare varietate de scheme şi dispozitive de RAR. Indiferent de principiul de funcţionare şi schema folosită există o serie de condiţii pe care acestea trebuie să le satisfacă într-o măsură cît mai mare posibilă pentru a obţine o funcţionare a ansamblului protecţie — dispozitiv de reanclanşare — întrerupător, cu performanţe cît mai ridicate, şi care se pot considera ca fiind următoarele:

— Reanclanşarea trebuie să se producă la declanşarea întreruptorului provocată de protecţie şi să nu se producă la deconectarea manuală (comandată) a acestuia, sau cînd declanşarea prin protecţie urmează imediat după o comandă de anclanşare.

— Dispozitivul trebuie să permită blocarea reanclanşării cînd declanşarea este provocată de anumite protecţii (protecţie diferenţială de bare de exemplu).

— Dispozitivul trebuie să poată fi folosit cu orice tip de întreruptor şi cu orice tip de protecţie şi eventualele defecţiuni apărute în dispozitiv sau scoaterea sa din funcţiune nu trebuie să împiedice funcţionarea corectă a protecţiei.

— Schema trebuie să permită prelungirea treptei rapide a protecţiei de distanţă şi alegerea regimului de reanclanşare monofazată sau trifazată (atunci cînd nu este prevăzută aplicarea ambelor în funcţie de natura defectului) să se poată face uşor în exploatare cu ajutorul unor chei sau eclise, regimul ales trebuind să fie vizibil pentru personalul de exploatare.

— Comanda de anclanşare dată prin dispozitiv trebuie să aibă o durată suficientă pentru a se asigura anclanşarea întreruptorului. Evitarea fenomenelor de pompaj în cazul sosirii unei comenzi de declanşare în perioada cînd mai există şi cea de anclanşare trebuie realizată prin măsuri corespunzătoare luate la întreruptor (nu în dispozitivul de RAR).

— În cazul extinderii defectului sau apariţiei unui nou defect în timpul pauzei de RAR, trebuie să se producă declanşarea trifazată definitivă.

— Dispozitivul trebuie să permită realizarea unei singure reanclanşări (în unele sisteme se admite un număr dat de reanclanşări) şi să revină automat

în starea în care este pregătit de acționare, după o perioadă de timp în care nu se mai poate produce nici o reanclanșare. Această perioadă de timp denumită *perioadă de blocaj* este de obicei reglabilă la diversele dispozitive între 5 și 20 s și are rolul de a evita solicitări repetate ale aparatajului și rețelei.

În afara acestor condiții cu caracter general trebuie menționate și unele particularități importante ale diferitelor soluții de RAR folosite, cum și modul în care se aleg diversele temporizări din schemele de reanclanșare, înainte de a se prezenta cîteva din cele mai frecvent utilizate dispozitive.

Astfel unele probleme speciale le ridică folosirea reanclanșării automate la întreruptoarele cu aer comprimat.

După cum se știe, funcționarea corectă a întreruptoarelor de acest fel este posibilă numai în condițiile menținerii presiunii aerului comprimat peste o anumită valoare; cum la orice acționare a unui asemenea întreruptor are loc evacuarea unei anumite cantități de aer comprimat și deci o anumită scădere a presiunii este evident că cele mai grele condiții de funcționare au loc în cazul unei reanclanșări nereușite, adică a unui ciclu *declanșare-reacnlașare-declanșare*. Datorită acestui fapt la întreruptoarele cu aer comprimat în schemele de RAR este prevăzută blocarea acționării dispozitivului la scăderea presiunii aerului comprimat sub o anumită valoare (variabilă după tipul de întreruptor) blocare realizată de obicei de contactul unui manometru reglat corespunzător. Totodată însă, schemele de RAR folosite la întreruptoarele cu aer comprimat trebuie astfel concepute încît să nu se producă blocarea ca urmare a scăderii presiunii care are loc în însuși timpul efectuării comenzii de anclanșare, ceea ce ar putea avea efecte grave asupra întreruptorului și rețelei.

La unele întreruptoare cu aer comprimat existente și în rețelele noastre, întreruperea circuitului în care acestea sînt montate se face prin două organe distincte (camerele de stingere și cuțitele exterioare de separare) în modul următor: la sosirea comenzii de declanșare se deschid camerele de stingere întrerupînd curentul, după întreruperea curentului se deschid (fără curent deci) cuțitele exterioare de separare, după care camerele de stingere se închid la loc și rămîn închise chiar cînd circuitul este întrerupt permanent prin cuțitele exterioare. La astfel de întreruptoare menținerea în poziție deschisă a camerelor de stingere are loc numai atîta timp cît este menținută comanda de declanșare și se realizează printr-o evacuare de aer comprimat în cantitate mare; din acest motiv menținerea în poziție deschisă a camerelor de stingere nu poate dura mai mult de aproximativ 0,3 s. Reînchiderea cuțitelor exterioare dimpotrivă, nu se poate face decît după un timp mai lung, de ordinul unei secunde.

La asemenea întreruptoare deci nu se poate realiza orice pauză de RAR ci ori una de maximum 0,3 s prin transmiterea comenzii de deschidere doar la bobinele care provoacă deschiderea camerelor de stingere, ori una de minimum una secundă prin deschiderea atît a camerelor de stingere cît și a cuțitelor exterioare. La aceste întreruptoare, în cazul folosirii pauzei scurte dispozitivul de RAR nu transmite o comandă de anclanșare ci realizează menținerea comenzii de declanșare pe toată durata necesară pauzei de reanclanșare, reanclanșarea efectuîndu-se prin întreruperea comenzei de declanșare.

Alegerea temporizărilor cu care dispozitivele efectuează comanda de reanclanșare se face pe baza condițiilor pe care trebuie să le îndeplinească aceste temporizări și care sînt legate de parametrii întreruptoarelor și protecțiilor folosite și de reglajele lor.

În cazul liniilor radiale (alimentate de la un singur capăt) condițiile pe care trebuie să le îndeplinească pauzele de RAR și modul de alegere a acestora sînt mai simple.

Considerînd drept pauză de RAR (t_{RAR}) aci și în cele ce urmează valoarea care se reglează la dispozitiv și care este timpul care se scurge din momentul deschiderii întreruptorului și pînă în momentul comenzii de reanclanșare care se transmite acestuia (și care este în realitate ceva mai mică decît durata întreruperii efective a curentului) condițiile care trebuie respectate la alegerea ei sînt următoarele:

$$t_{RAR} \geqslant t_{p.t.} + t_{rez} \tag{11.1}$$

unde: $t_{p.t.}$ este timpul de pregătire minim necesar întreruptorului după o declanșare pentru a putea efectua o anclanșare; acest timp depinde de tipul constructiv al întreruptorului, pentru întreruptoarele folosite în rețelele noastre de 110 și 220 kV variind între 0,16 și 0,4 s.

t_{rez} — un timp de rezervă de siguranță care ține seama de modificarea posibilă a lui $t_{p.t.}$ și de imprecizia releului de timp din dispozitivul de RAR.

A doua condiție care trebuie respectată este

$$t_{RAR} \geqslant t_{dei} + t_{rez}, \tag{11.2}$$

unde t_{dei} este timpul necesar deionizării mediului la locul defectului prin întreruperea tensiunii.

Timpul necesar deionizării depinde de mai mulți parametri și în primul rînd de tensiunea instalației și de felul întreruperii (mono sau trifazate);

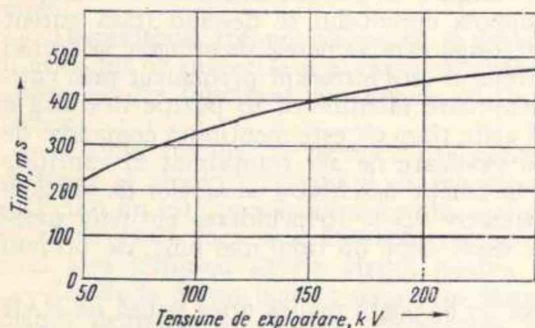


Fig. 11.2. Timpul de deionizare necesar la reanclanșarea automată monofazată.

în cazul reanclanșării monofazate pauza de deionizare trebuie să fie mai mare, datorită influenței cuplajului capacitiv al fazelor sănătoase rămase sub tensiune.

În fig. 11.2 și 11.3 sînt indicați timpii de deionizare necesari în funcție de tensiunea instalației, determinați prin cercetări experimentale efectuate în diverse condiții atmosferice.

Evident că de fiecare dată trebuie aleasă pentru t_{RAR} valoarea care rezultă mai mare din condițiile (11.1) și 11.2).

Un alt timp care trebuie ales și reglat este cel al *perioadei de blocaj* a schemei de reanclanșare care după cum s-a menționat mai sus este de obicei reglabil între 5—20 s.

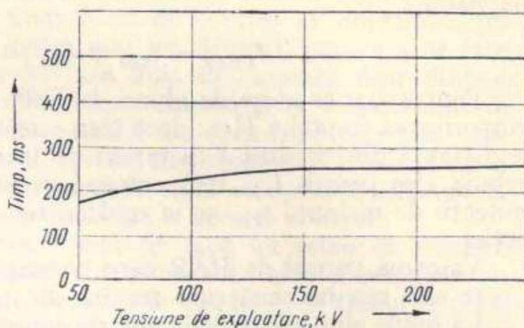


Fig. 11.3. Timpul de deionizare necesar la reanclanșarea automată trifazată.

Valoarea acestui timp se alege astfel încît să se asigure efectuarea unei singure reanclanșări.

Pentru a se produce o singură reanclanșare perioada de blocaj a dispozitivului (t_{BRAR}) care începe din momentul comenzii de reanclanșare trebuie să îndeplinească următoarea condiție

$$t_{BRAR} \geqslant t_{MAX\,pr} + t_{dec} + t_{rez} \tag{11.3}$$

unde: $t_{MAX\,pr}$ este temporizarea maximă a protecției liniei;
t_{dec} — timpul de declanșare al întreruptorului;
t_{rez} — un timp de rezervă de siguranță.

Condiția (11.3) fiind satisfăcută nu există pericolul ca în cazul unui defect persistent la care declanșarea după RAR este provocată de o protecție cu temporizare mare, dispozitivul de RAR să fie din nou pregătit de acțiune și să se producă o a doua reanclanșare.

După cum s-a spus perioada de blocaj se reglează în general la valori mari și condiția (11.3) este totdeauna satisfăcută.

Alegerea temporizărilor, cum și însăși schemele dispozitivelor la liniile alimentate de la ambele capete, care constituie majoritatea liniilor de înaltă și foarte înaltă tensiune prezintă o serie de particularități importante. Astfel, la oricare din cele două capete, indiferent de temporizarea cu care a avut loc declanșarea, reanclanșarea trebuie să se producă numai după ce linia a fost deconectată și din capătul opus (și cu asigurarea unui interval necesar pentru deionizare).

Notînd cu indicii 1 și respectiv 2 temporizările protecțiilor, întreruptoarelor și dispozitivelor de RAR de la cele două capete, condiția care trebuie satisfăcută pentru asigurarea reanclanșării reușite în cazul defectelor pasagere este:

$$t_{1\,pr} + t_{1\,dec} + t_{1\,RAR} + t_{1\,anc} = t_{2\,pr} + t_{2\,dec} + t_{dei} + t_{rez} \tag{11.4}$$

condiție care determină valoarea pauzei de RAR în capătul 1 (cea din capătul 2 se determină dintr-o condiție analogă).

În relația (11.4) în mod evident pentru t_{1pr}, t_{1dec} și t_{1anc} trebuie luate valorile minime posibile, iar pentru t_{2pr} și t_{2dec} valorile maxime posibile; t_{rez} se alege (considerînd erorile releelor de timp și plaja de variație a timpilor întreruptoarelor) de 0,5—0,7s.

Considerînd pentru simplificare $t_{1dec} = t_{2dec}$ și $t_{1pr} = 0$, condiția de mai sus devine

$$t_{1RAR} = t_{2pr} + t_{dei} - t_{1anc} + t_{rez} \quad (11.5)$$

Pentru t_{2pr} se alege de obicei, la linile echipate cu protecții de distanță, temporizarea treptei a II-a; dacă însă sensibilitatea treptei a II-a a protecției de distanță din capătul 2 în raport cu întreaga linie este mică ($i_{sens} < 1,2$) trebuie ales pentru t_{2pr} temporizarea treptei a III-a. La liniile care nu au protecții de distanță t_{2pr} se ia egal cu temporizarea maximă posibilă a protecției.

Valoarea pauzei de RAR care trebuie stabilită la fiecare din cele două capete este cea maximă care rezultă din relațiile (11.1), (11.2) și (11.5).

La liniile alimentate de la ambele capete la care se folosește reanclanșarea trifazată se pot produce uneori șocuri mari de curent și de putere activă în momentul reanclanșării, chiar cînd aceasta este reușită.

Aceste șocuri se pot produce datorită faptului că stațiile de la cele două capete nu mai sînt în sincronism în momentul reanclanșării, dar chiar și cînd sincronismul este păstrat însă tensiunile de la cele două capete sînt mult deosebite între ele ca valoare sau fază.

Posibilitatea apariției unor asemenea șocuri a condus la utilizarea a diferite variante de scheme de reanclanșare automată trifazată pentru evitarea lor.

În general se consideră că dacă între două stații există trei sau mai multe linii de legătură (chiar dacă nu toate sînt directe) acestea pot fi echipate cu dispozitive de reanclanșare trifazată fără prevederea vreunei măsuri suplimentare întrucît producerea unor șocuri la reanclanșare este improbabilă. În asemenea cazuri temporizările se aleg conform celor arătate mai sus.

Pentru evitarea producerii șocurilor la reanclanșarea automată trifazată a liniilor (în cazul existenței a mai puțin de trei legături între stații) se folosesc în prezent două soluții.

Una dintre acestea, folosită mai ales în ultimul timp și numai la linii de 220 kV și de tensiuni mai mari constă în prevederea reanclanșării automate trifazate ultrarapide fără nici un control. Pauza de RAR în aceste cazuri se alege foarte mică (de ordinul a 0,3 s) pentru a se asigura doar pauza de deionizare; la liniile la care se folosește acest tip de RAR trebuie realizată întotdeauna deconectarea rapidă de la ambele capete a defectelor produse în orice zonă a liniei protejate prin folosirea fie a unor protecții comparative sau diferențiale longitudinale fie a prelungirii treptei rapide înainte de RAR. Reanclanșarea automată ultrarapidă se realizează de obicei cu întreruptoare cu aer comprimat, prin deschiderea doar a camerelor de stingere un timp scurt, cuțitele exterioare rămînînd închise.

A doua soluție folosită pe scară largă și în sistemul nostru constă în prevederea la ambele capete a unor scheme de control care permit efectuarea reanclanșării numai în condiții în care nu se pot produce șocuri datorită dife-

renţelor de frecvenţă sau tensiune. De obicei la unul din capete reanclanşarea se poate produce numai dacă pe linie nu există tensiune controlul realizîndu-se cu ajutorul unui releu de minimă tensiune alimentat de transformatorul de tensiune montat pe o fază a liniei; la celălalt capăt reanclanşarea se poate produce numai dacă tensiunea liniei declanşate şi cea a barelor sînt sincrone, controlul efectuîndu-se cu ajutorul unui releu de control al sincronismului a cărui principiu de funcţionare se indică mai jos. Uneori, pentru a se face posibilă reanclanşarea şi în cazurile în care linia declanşează doar dintr-o parte se prevede la un capăt controlul sincronismului şi la celălalt ambele controale în paralel (reanclanşarea este posibilă fie dacă linia este fără tensiune, fie dacă tensiunea liniei şi cea a barelor sînt sincrone). Evident că la stabilirea temporizărilor trebuie ţinut seama de tipul controlului existent la fiecare capăt şi de schema concretă de realizare a acestui control.

Releul de control al sincronismului este de fapt un releu de minimă tensiune avînd două bobine alimentate cu tensiunea barelor şi respectiv cu tensiunea liniei care urmează a fi reanclanşată, în aşa fel încît fluxurile celor două bobine sînt antagoniste, şi reacţionează deci la valoarea diferenţei celor două tensiuni.

În fig. 11.4 este indicată diagrama tensiunilor aduse la releu, din care rezultă şi valoarea tensiunii la care reacţionează releul şi care este, în cazul în care cele două tensiuni sînt egale dar decalate

$$\Delta U = 2\,U \sin\frac{\delta}{2}.$$

Cum în general U variază între limite apropiate se poate considera că releul de control al sincronismului măsoară de fapt unghiul între cei doi vectori. El se şi etalonează de obicei în valori ale unghiului δ, care rezultă din tensiunea de acţionare a releului considerîndu-se să tensiunile aduse acesteia sînt cele nominale.

Cînd cele două tensiuni sînt în fază sau au un decalaj mic între ele, ΔU este mic şi releul îşi menţine contactul închis permiţînd transmiterea impulsului de reanclanşare către întreruptor, iar cînd ΔU este mare (ceea ce corespunde unui unghi δ mare) reanclanşarea nu se poate produce.

Întrucît în cazul în care cele două tensiuni nu sînt sincrone (sistemele respective funcţionînd cu frecvenţe diferite) ar putea exista anumite momente

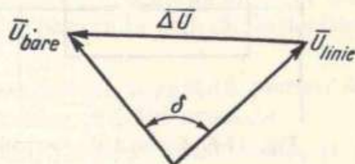


Fig. 11.4. Diagrama tensiunilor de alimentare a releului de control al sincronismului.

cînd vectorii respectivi coincid şi ΔU este foarte mic, în astfel de situaţii s-ar putea produce reanclanşarea. Schemele prin care se realizează cu ajutorul releului menţionat, controlul sincronismului la reanclanşare sînt însă de regulă astfel concepute încît se evită o asemenea reanclanşare nesincronă care poate fi periculoasă pentru cele două sisteme energetice.

În fig. 11.5 şi fig. 11.6 sînt prezentate două asemenea scheme, folosite şi în reţelele noastre.

În schema din fig. 11.5 la apariţia tensiunii pe linia deconectată, releul *RT* alimentat de reductorul de tensiune de pe aceasta îşi închide contactul şi în momentul sosirii comenzii de reanclanşare se excită releul de timp RT_p;

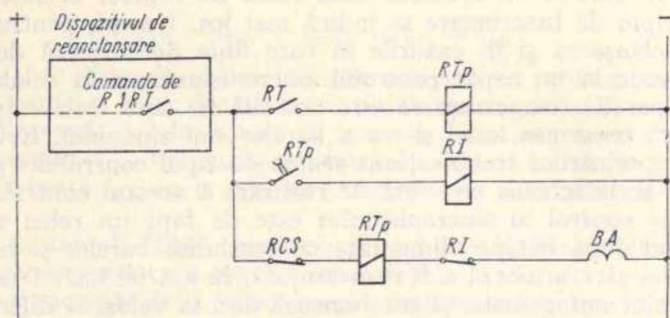


Fig. 11.5. Schemă de control al sincronismului prin condiţionarea simultaneităţii prezenţei tensiunii şi sincronismului.

dacă din primul moment tensiunea barelor şi a liniei sînt sincrone releul de control al sincronismului *RCS* îşi menţine contactul închis şi prin contactul normal închis al releului intermediar *RI* se excită bobina de anclanşarea întreruptorului şi se produce reanclanşarea. Evitarea pericolului menţionat mai sus se realizează prin releele RT_p şi *RI*: dacă releul *RCS* îşi închide contactul cu un anumit decalaj de timp faţă de momentul apariţiei tensiunii pe linie, ceea ce constituie un indiciu al inexistenţei unui sincronism real, reanclanşarea nu se produce pentru că releul *RI* îşi deschide contactul la un timp scurt (de ordinul 0,2—0,3 s, necesar doar pentru asigurarea duratei necesare a comenzii de anclanşare) după apariţia tensiunii pe linie.

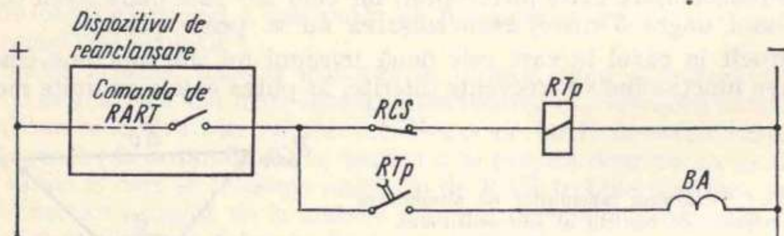


Fig. 11.6. Schemă de control al sincronismului într-un interval de timp.

În schema din fig. 11.6 evitarea reanclanşării unor sisteme nesincrone în momentul coincidenţei fazei vectorilor de tensiune se realizează cu ajutorul releului de timp RT_p prin condiţionarea comenzii de anclanşare de menţinerea unui anumit interval de timp (0,2—0,3 s) a diferenţei dintre tensiuni la o valoare mică.

În ambele scheme reglajul releului de control al sincronismului se alege astfel încît să se permită reanclanșarea pentru un unghi δ maxim de 30°.

Temporizările pauzelor de RAR în cazul folosirii controlului lipsei de tensiune la un capăt și a controlului sincronismului la celălalt capăt se aleg în felul următor:

În capătul în care este prevăzut controlul lipsei de tensiune temporizarea pauzei de RART trebuie aleasă pe baza relației (11.5) iar în capătul în care este prevăzut controlul sincronismului temporizarea se poate alege oricît de mică cu condiția de a se asigura o durată corespunzătoare a impulsului de anclanșare transmis de dispozitiv pentru a se asigura anclanșarea și în cazul în care condițiile de sincronism sînt satisfăcute abia după un timp oarecare (după declanșarea urmată de reanclanșare în capătul opus).

Din cele expuse mai sus au rezultat caracteristicile generale ale schemelor de RAR, condițiile pe care acestea trebuie să le îndeplinească, independent de principiul de funcționare, precum și o serie de particularități importante ale anumitor scheme.

În fig. 11.7 este prezentată o schemă de RART larg folosită în rețelele noastre de 110 kV; caracteristicile principale ale acesteia sînt următoarele:

— ciclul RAR pornește pe baza necorespondenței dintre poziția cheii de comandă a întreruptorului *CC* și poziția întreruptorului *I*, respectiv în care cheia de comandă este pe poziția „închis" iar bloccontactul I_1 al întreruptorului corespunde poziției „deschis", o astfel de necorespondență caracterizînd o declanșare necomandată a întreruptorului;

— schema are un singur ciclu, asigurat prin descărcarea unui condensator;

— poate fi utilizată pentru reanclanșare simplă (fără nici un control) pentru reanclanșare cu controlul lipsei de tensiune și pentru reanclanșare cu controlul sincronismului.

Schema conține următoarele elemente componente: releul de timp termic stabil RT_p (cu mecanism de ceasornic), condensatorul *C*, rezistența de încărcare R_2, rezistența de descărcare R_3, releul intermediar *1RI* cu două bobine (de acționare și de reținere), releul de semnalizare *RS* și releul de comandă *2RI*. Schema mai poate conține după caz și dispozitivul de control *DC* al sincronismului sau al lipsei de tensiune, realizat conform schemelor din fig. 11.5 sau 11.6 sau cu un releu de minimă tensiune.

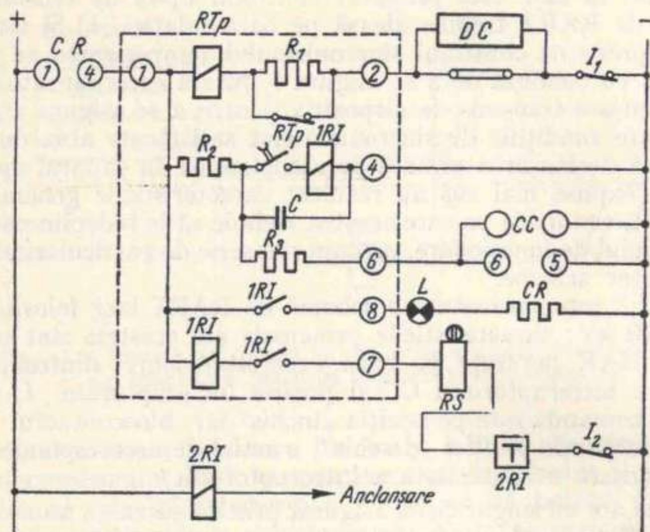
Condensatorul *C* din schemă se încarcă într-un timp de 20—30 s din momentul închiderii întreruptorului prin cheia de comandă al cărei contact *CC* se deschide (contactul *CC* se închide cînd se comandă prin cheie declanșarea și pe poziția „declanșat" a cheii).

După încărcarea condensatorului *C* schema este pregătită pentru executarea unei reanclanșări automate care se produce în felul următor:

În cazul declanșării întreruptorului se închid bloccontactele I_1 și I_2 ale acestuia; prin închiderea bloccontactului I_1 se excită releul de timp RT_p al cărui contact se închide după timpul reglat al pauzei de *RAR*. Prin închiderea acestuia, condensatorul *C* care are la borne cînd este complet încărcat tensiunea nominală operativă se descarcă asupra bobinei releului *1RI* care se excită astfel. Prin contactul *1RI* înseriat cu bobina de reținere a releului *1RI* se excită releul *2RI* care efectuează comanda de anclanșare. Releul *2RI*

este prevăzut cu întîrziere la revenire pentru a asigura o durată suficientă a comenzii de reanclanșare.

Realizarea unui singur ciclu este asigurată de condensatorul *C*, întrucît după prima anclanșare acesta este descărcat și nu se mai poate încărca decît în 20—30 s și numai dacă contactul RT_p este deschis; în cazul declanșării



Schema și vederea din față a pachetelor	←	2 1 / 3 4		6 5 / 7 8	
Numele contactelor		1–2	1–4	5–6	5–8
Fără RAR	←	×	—	×	—
Cu RAR	↑	—	×	—	×

Fig. 11.7. Schemă de reanclanșare automată rapidă trifazată.

întreruptorului după prima reanclanșare releul RT_p își închide contactul și deci condensatorul nu se mai poate încărca la tensiunea nominală astfel că releul *1RI* nu se mai poate excita.

Schema satisface de asemeni și condiția esențială de a nu se produce reanclanșarea în cazul declanșării întreruptorului imediat după anclanșarea sa. Într-adevăr, întrucît condensatorul se încarcă abia după 20—30 s din momentul deschiderii contactului *CC* (la comanda de anclanșare) reanclanșarea nu se va produce, personalul avînd timp să readucă cheia de comandă în poziția „deschis" împiedicînd astfel în continuare încărcarea condensatorului și deci efectuarea reanclanșării automate într-un asemenea caz.

Un dispozitiv modern de RAR folosit în rețelele noastre de 220 kV în ultimul timp este OZ 111 de fabricație cehoslovacă. Acest dispozitiv permite realizarea unui număr mare de variante de scheme de reanclanșare, alegerea fiecăreia dintre ele efectuîndu-se cu ajutorul unui comutator cu patru poziții. Se pot realiza astfel numai reanclanșarea trifazată (RART), numai reanclanșare monofazală (RARM), cum și reanclanșare trifazată sau monofazată după natura defectului (RARM, T); de asemenea se realizează prelungirea treptei rapide a protecției de distanță înainte de RAR numai în cazul defectelor monofazate în regimurile în care se efectuează numai RARM, cum și la orice defect cînd cheia este pe pozițiile corespunzătoare reanclanșării trifazate și reanclanșării mono- sau trifazate după natura defectului. Alegerea fazei defecte în cazul folosirii reanclanșării monofazate, ca și la toate dispozitivele moderne se face cu ajutorul organelor de pornire ale protecției de distanță; dirijarea comenzii de declanșare către polul întreruptorului de pe faza defectă se face însă de către dispozitivul de RAR după cum se va vedea mai jos, ceea ce permite folosirea dispozitivului OZ111 cu relee care transmit o comandă unică de declanșare.

La anclanșarea manuală a întreruptorului dispozitivul realizează prelungirea treptei rapide a protecției de distanță și blocarea reanclanșării ceea ce face să nu fie necesară scoaterea din funcțiune a acestuia înaintea comenzii de anclanșare.

În sfîrșit dispozitivul de RAR realizează printr-o anexă cu care este prevăzut (P5) comanda de declanșare trifazată definitivă în cazul rămînerii întreruptorului într-un regim incomplet de faze, precum și în cazul acționării unor protecții la care nu trebuie să se producă reanclanșarea.

În fig. 11.8 este prezentată schema dispozitivului de reanclanșare OZ 111 fiind indicate și releul anexă P5, protecția D111 (avînd doar bornele care interesează pentru funcționarea schemei), comutatorul de RAR cu indicarea legăturilor corespunzătoare celor patru poziții posibile, precum și bobinele de anclanșare și declanșare ale întreruptorului și bloccontactele acestuia.

Diferitele relee din care este format dispozitivul OZ 111 au în general fiecare mai multe funcțiuni realizînd prin combinații între ele toate funcțiunile și diversele variante de acționare ale schemei.

Pentru înțelegerea funcționării dispozitivului, în cele ce urmează se analizează modul de acționare a acestuia în combinație cu protecția de distanță D 111 în cîteva cazuri concrete de defect (pentru diferite poziții ale comutatorului de RAR) indicîndu-se apoi într-o formă sintetică funcțiunile principale ale fiecărui releu din schemă (unele din ele avînd și alte funcțiuni care însă se pot deduce cu ușurință).

A.I. **Defect monofazic** ($R-O$) **în zona în care treapta** I **a protecției de distanță este prelungită, cheia de RAR fiind pe poziția RARM sau RARM, T.**

a. *Etapa I: sesizarea și deconectarea defectului.* Se produce demararea protecției pe fazele R și O și apare tensiunea operativă (+) la bornele *15*, *18* și *22* ale dispozitivului excitîndu-se respectiv releele R, N și M. Prin comutarea contactului $m_{1,3}$ se întrerupe alimentarea cu tensiune operativă a bornei *15* a protecției de distanță și în felul acesta se dezexcită releul R al acesteia (a se vedea descrierea protecției de distanță D111, cap. 5) ceea ce provoacă prelungirea treptei I, cu valoarea corespunzătoare reglată. În momentul efectuării comenzii de declanșare de către protecție (prin borna *1* a acesteia) prin contactul r_1 al dispozitivului aceasta este trans-

misă bobinei de declanșare a fazei R a întreruptorului, iar prin cheia de RAR și borna *11* a dispozitivului se excită releul P; prin închiderea contractului p_1 se excită releul A care se automenține prin a_1.

b. *Etapa a II-a : pauza de RAR și comanda de reanclanșare.* Faza R a întreruptorului fiind declanșată, protecția revine în stare de repaus ceea ce provoacă și dezexcitarea releului P; contactul p_3 revenind și contactul a_2 fiind închis se produce excitarea releului PT, ceea ce reprezintă în fapt pornirea schemei de RAR, releul PT fiind releul de timp la care se reglează pauzele (diferite între ele) de reanclanșare trifazată și monofazată. După pauza de timp reglată pentru reanclanșarea monofazată se închide contactul pt_1, și prin contactele înseriate $b_{1,2}$, a_2 și pt_1 se excită releele E și F care se automențin prin contactele înseriate bt_1 și f_3. Releul E, prin contactele sale e_1 și e_2 efectuează comanda de reanclanșare și totodată excită releul B care pornește schema de blocaj a unei reanclanșări automate viitoare și de readucere a dispozitivului în starea inițială; schema de blocaj este constituită din releele B, BT și D, acestea două din urmă excitându-se prin comutarea contactului $b_{1,2}$ care realizează și automenținerea releului B, releul D automenținîndu-se și el prin contactul d_1.

Din acest moment, după cum defectul a fost pasager sau persistent, modul de acționare în continuare se desfășoară în două variante:

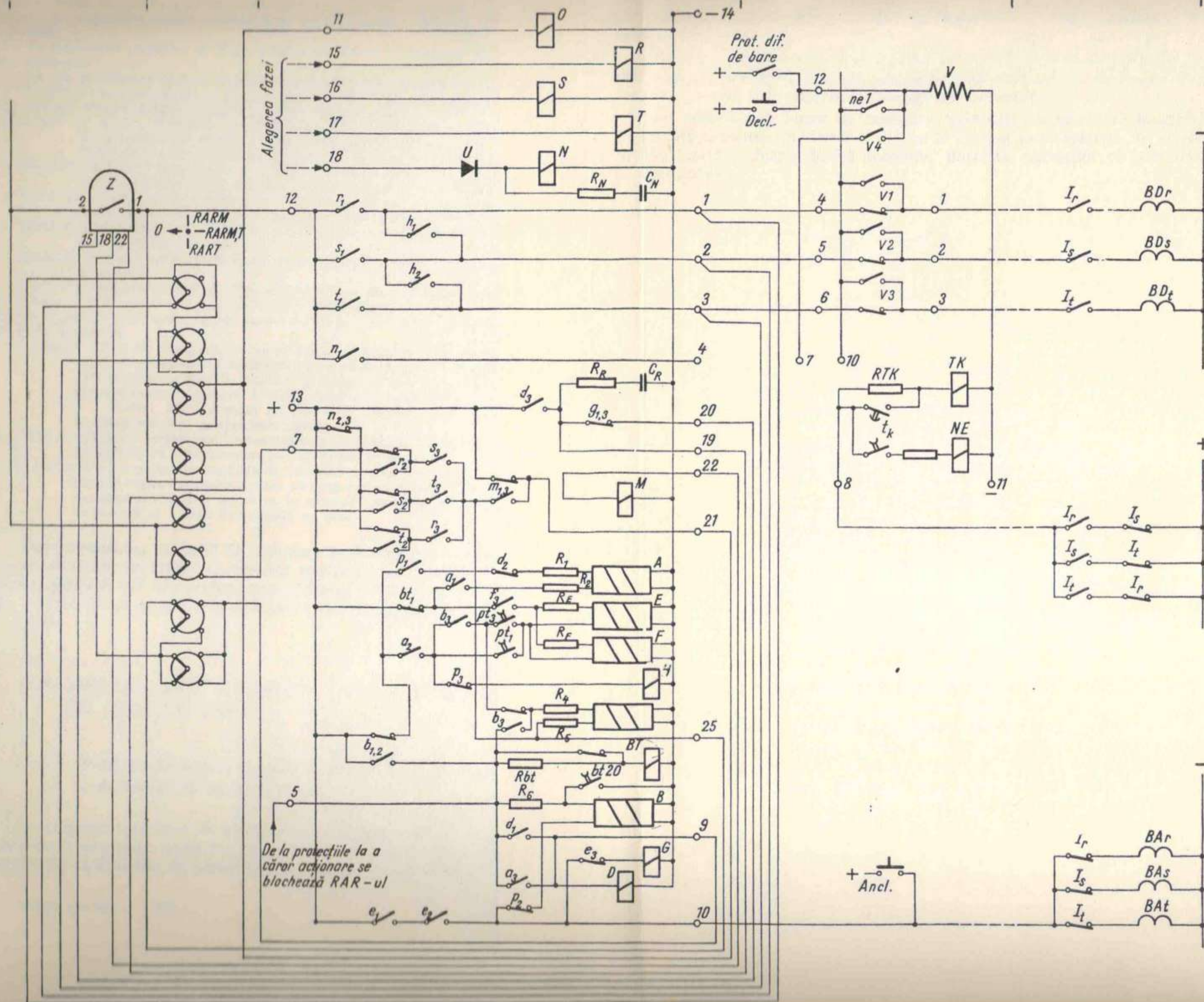
c.1) *Etapa a III-a în cazul unui defect pasager* (rămînerea întreruptorului în poziția „închis" și revenirea schemei de RAR în poziția inițială). Defectul pasager fiind eliminat, după închiderea întreruptorului, protecția nu mai demarează. La aproximativ 2—2,5 s din momentul transmiterii comenzii de anclanșare se deschide contactul bt_1 al releului BT din schema de blocaj; prin aceasta se dezexcită releele A, E și F și astfel se întrerupe și comanda de anclanșare. După scurgerea timpului reglat la releul BT (care este reglabil între 5 și 20 s și reprezintă durata de blocaj a schemei), contactul bt_{20} al acestuia se închide shuntînd bobina releului B; prin aceasta, datorită comutării contactului $b_{1,2}$ întreaga schemă a dispozitivului de RAR revine în situația normală dinaintea incidentului, fiind pregătită pentru o nouă reanclanșare.

c.2) *Etapa a III-a* în cazul unui defect persistent (declanșarea definitivă trifazată a întreruptorului). Excitarea releului D care se produce după cum s-a văzut (împreună cu întreaga schemă de blocaj) după comanda de reanclanșare, determină prin închiderea contactului d_3 excitarea releului R din protecția de distanță D 111 și deci scurtarea treptei I a acesteia pînă la valoarea sa normală, scurtare care durează întreaga perioadă de blocaj (5—20 s). În felul acesta cînd după reanclanșare protecția demarează din nou, defectul nu mai este sesizat în treapta I ci în a II-a și deconectarea se produce cu temporizarea respectivă și trifazat; într-adevăr o dată cu excitarea schemei de blocaj a fost excitat și releul H (prin contactele $b_{1,2}$ și prin închiderea contactelor h_1 și h_2 ale acestuia, comanda de declanșare se transmite pe toate trei fazele. De asemenea, la această a doua declanșare, contactul $b_{1,2}$ fiind comutat, deși contactul p_3 se închide din nou, releul PT nu se poate excita și această imposibilitate durează întreaga perioadă de blocaj. Trebuie observat însă că întrucît în momentul sosirii celei de-a doua comenzi de declanșare releul E este încă excitat (contactul bt_1 deschizîndu-se după cum s-a arătat abia după 2—2,5 s din momentul comenzii de reanclanșare) comanda de declanșare va coexista cu cea de anclanșare și deci întreruptoarele echipate cu astfel de dispozitive de reanclanșare trebuie să fie prevăzute cu blocaje proprii la sărituri.

După deschiderea contactului bt_1, însă, a doua comandă de reanclanșare nu se mai poate produce; într-adevăr după terminarea perioadei de blocaj deși contactul bt_1 se închide și contactul $b_{1,2}$ revine, releul A nu se excită pentru că contactele a_1 și p_1 sînt deschise, iar releele E și F nu se excită căci contactul f_3 este din nou în poziția de repaus. La sfîrșitul acestei etape deci dispozitivul OZ 111 este revenit în întregime în poziția de repaus dar cu întreruptorul deconectat.

A. II. **Defect bifazat *(R—S)* produs în orice zonă a protecției de distanță, cheia de RAR fiind pe pozițih RARM.**

a. *Etapa I-a : sesizarea defectului, pregătirea declanșării trifazate și blocarea schemei de RAR.* În momentul demarării protecției pe fazele R și S apare tensiune operativă (+) la bornele *15*, *16* și *22* excitîndu-se respectiv releele R, S și M. Deși contactul $m_{1,3}$ se comută, alimentarea cu tensiune operativă a bornei *15* a protecției D 111 nu se întrerupe pentru că este în continuare asigurată prin comutarea contactelor r_2 și s_3 și deci releul R din D 111 nu se dezexcită și treapta I nu se mărește; prin aceleași contacte r_2 și s_3 se excită și releul H care prin contactele h_1 și h_2 pregătește calea pentru transmiterea comenzii de declanșare tuturor trei faze ale întreruptorului. O dată cu releul H prin borna *25* și contactele cheii de RAR se alimentează cu tensiune operativă prin borna *9* releul D care prin contactul d_1 provoacă acționarea întregii scheme de blocaj și deci blocarea oricărei reanclanșări pentru perioada reglată (5—20s).



Protecţia de distanţă
Comutator de
Dispozitiv Oz 111
Dispozitiv PS
Întreruptor
Alegerea fazei
Prot. dif. de bare
Decl.
RARM
RARM,T
RART
De la protecţiile la a căror acţionare se blochează RAR-ul
Ancl.
RTK
TK
NE
BDr
BDs
BDt
BAr
BAs
BAt

b. *Etapa a II-a : declanșarea definitivă trifazată.* La sosirea comenzii de declanșare a protecției la borna *12*, aceasta este transmisă tuturor fazelor întreruptorului. Deși se excită releul, *P*, datorită contactului deschis d_2 releul *A* nu se poate excita și deci schema de *RAR* nu poate fi pornită.

La terminarea perioadei de blocaj dispozitivul revine în starea inițială dar întreruptorul este declanșat.

În cele ce urmează se prezintă sintetic principalele funcțiuni ale releelor din dispozitivul OZ 111 prin a căror cunoaștere se poate urmări funcționarea acestuia la alte tipuri de defecte și pentru alte situații, pentru diferite poziții ale cheii de *RAR*.

— Releele *R*, *S*, *T* : efectuează pe baza impulsurilor primite de la organele de demaraj ale protecției de distanță, alegerea fazei defecte, asigurînd declanșarea monofazică la defecte monofazate și declanșarea trifazică la defecte polifazate.
— Releul *H*: realizează declanșarea trifazică la defecte polifazate și în cazul declanșărilor definitive, cum și o pauză de timp mai scurtă la reanclanșarea trifazată.
— Releul *M*: asigură — cînd cheia este pe poziția *RARM* — prelungirea treptei rapide a protecției de distanță numai la defectele monofazate.
— Releul *P*: realizează pornirea schemei de RAR în momentul efectuării comenzii de declanșare de către protecție.
— Releul *A*: asigură menținerea în funcțiune a schemei de *RAR* după declanșare (cînd releul *P* revine).
— Releul *PT*: asigură pauzele de timp, diferite ca valoare la *RART* și *RARM*.
— Releele *E* și *F*: efectuează și respectiv mențin comanda de reanclanșare; releul *E* are și rolul de a permite prelungirea treptei rapide numai la anclanșarea manuală dar nu și la reanclanșarea automată.
— Releele *B*, *BT* și *D*: constituie grupul de blocaj al dispozitivului; realizează împiedicarea repetării reanclanșării la defecte persistente, precum și în toate regimurile în care aceasta nu trebuie (conform programului ales) să se producă, cum și readucerea schemei în poziția inițială, după intervalul dorit.
Releul *BT* realizează de asemenea menținerea comenzii de reanclanșare un timp suficient și apoi întreruperea ei.
— Releul *G*: realizează prelungirea treptei rapide a protecției de distanță la comanda manuală de anclanșare a întreruptorului, indiferent de poziția cheii.
— Dispozitivul *P5* : realizează comanda de declanșare trifazică în cazul rămînerii întreruptorului în regim incomplet de faze un timp mai mare decît pauza de RARM, cum și declanșarea trifazică definitivă la comanda manuală și la acționarea protecțiilor de rezervă și a celei diferențiale de bare.

Din prezentarea modului de acționare în diferite cazuri concrete de defect și a principalelor funcțiuni ale releelor componente, rezultă că dispozitivul de reanclanșare OZ 111 are performanțe ridicate și satisface practic toate condițiile pe care (după cum s-a menționat) caută să le satisfacă diferitele scheme de *RAR*.

11.3. ANCLANȘAREA AUTOMATĂ A ALIMENTĂRII DE REZERVĂ (*AAR*)

11.3.1. Rolul anclanșării automate a alimentării de rezervă și domeniul ei de aplicare

La alegerea soluțiilor de alimentare a consumatorilor trebuie să se țină seamă de importanța acestora, de continuitatea necesară în alimentarea cu energie, de cheltuielile de investiții, exploatare și întreținere etc. În stadiul

actual al tehnicii, indiferent de importanța consumatorului, schemele de alimentare trebuie concepute astfel încît, în timpul unei avarii pe linia sau la sursa de alimentare normală, să existe posibilitatea unei alimentări de rezervă. Pentru aceasta, consumatorii pot avea o dublă alimentare (de exemplu prin două linii sau două transformatoare aflate în permanență în funcțiune) sau o singură alimentare în funcționare normală și una de rezervă, care intervine numai cînd alimentarea normală a ieșit din funcțiune.

Soluția dublei alimentări nu se aplică decît la consumatorii foarte importanți, ea nefiind economică, din următoarele motive:

— elementele de legătură nu sînt folosite decît cel mult la jumătate din puterea lor;

— deoarece cele două alimentări funcționează în paralel, impedanța lor totală scade la jumătate, ceea ce face să crească puterile de scurtcircuit pe barele consumatorilor, deci solicitările termice și dinamice ale aparatajului consumatorilor cresc;

— protecțiile prin relee ale elementelor de legătură se complică, deoarece acestea, funcționînd în paralel, sînt necesare protecții mai complicate și mai scumpe (de exemplu protecții diferențiale longitudinale, direcționale, transversale etc.).

Soluția alimentării de rezervă prezintă următoarele avantaje:

— alimentarea normală este încărcată în permanență cu sarcina consumatorului;

— solicitările termice și dinamice ale aparatajului consumatorului sînt mici;

— protecțiile prin relee sînt mult mai simple, deoarece rețeaua este radială;

— o singură alimentare poate servi ca rezervă pentru mai multe elemente în funcțiune.

Intrarea în funcțiune a rezervei (linie, transformator, motor) poate fi comandată manual sau automat. Conectarea manuală întîrzie alimentarea consumatorilor, mai ales în cazul cînd nu există personal de exploatare la fața locului (stațiile sau posturile de transformare fără personal permanent de exploatare). De aceea în instalațiile care alimentează consumatori importanți sau foarte importanți conectarea alimentării de rezervă trebuie să se facă automat. Prin conectarea (anclanșarea) automată a alimentării de rezervă, notată prescurtat prin *AAR*, se înțeleg dispozitivele care în cazul deconectării din orice cauză a alimentării normale, conectează automat alimentarea de rezervă.

Anclanșarea automată a rezervei constituie o măsură foarte eficace nu numai în instalațiile de distribuție, ci și în cele de producere a energiei, în special în serviciile interne ale centralelor electrice. Împreună cu forțarea excitației generatoarelor, cu reconectarea rapidă a elementelor avariate și cu autopornirea motoarelor, ea permite reducerea în mare măsură a deranjamentelor din serviciile interne ale centralelor electrice. Pentru asigurarea desfășurării normale a procesului tehnologic, atît în centralele electrice, cît și în întreprinderile industriale, poate fi folosită anclanșarea automată a celor mai variate mecanisme, inclusiv a celor neacționate electric, în care caz impulsul inițial de acționare a *AAR* poate fi obținut prin variația valo-

rilor unor mărimi neelectrice (presiunea lichidului sau aburului, nivelului lichidului, viteza de rotație). De exemplu, în urma scăderii presiunii apei din conducta principală de alimentare a cazanelor poate fi conectat automat motorul electric al pompei de alimentare de rezervă; în cazul opririi motoarelor electrice ale unor pompe importante, din cauza scăderii tensiunii, pot fi conectate automat turbopompele de rezervă, acționate de abur.

Pentru înțelegerea principiilor de funcționare a *AAR*, în fig. 11.9 sînt reprezentate cîteva cazuri caracteristice de utilizare a acesteia în serviciile interne ale centralelor electrice, folosindu-se simbolurile generale;

— dreptunghi negru, pentru întreruptoarele deschise care urmează să conecteze rezerva;

— dreptunghi alb, pentru întreruptoarele închise în funcționare normală.

În schema din fig. 11.9, *a*, serviciile interne sînt racordate la barele *B* și sînt alimentate în mod normal de transformatorul T_1. În cazul defectării

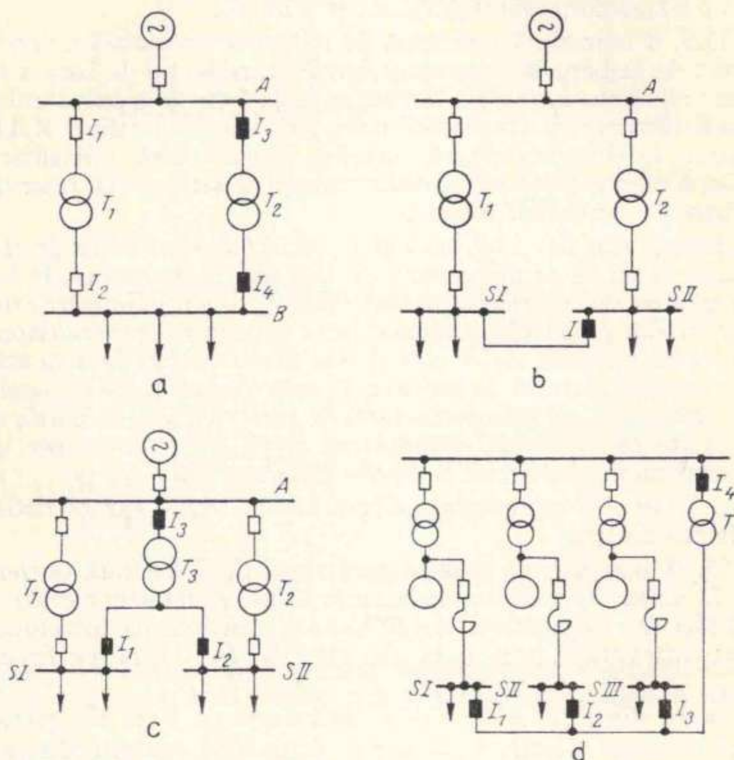


Fig. 11.9. Scheme *AAR* ale serviciilor interne ale centralelor electrice: *a* — cu o secție de bare; *b* și *c* — cu două secții de bare; *d* — cu trei secții de bare.

acestuia, după declanșarea prin protecție a întreruptoarelor I_1 și I_2, dispozitivul *AAR* comandă închiderea întreruptoarelor I_3 și I_4 (deschise în funcționare normală) și astfel serviciile interne sînt alimentate în continuare de transformatorul de rezervă T_2.

Fig. 11.9, *b* reprezintă două secții de bare alimentate fiecare în mod normal de cîte un transformator, serviciile interne fiind alimentate de la secțiile *I* și *II*. În cazul deconectării unuia dintre transformatoare, dispozitivul *AAR* comandă închiderea întreruptorului *I*, cu condiția ca transformatorul care rămîne în funcțiune să poată suporta sarcinile însumate ale celor două secții de bare. În caz contrar acționarea *AAR* este admisă numai dacă o secție se descarcă parțial, prin deconectarea unora dintre consumatorii mai puțin importanți.

În schema din fig. 11.9, *c* serviciile interne sînt alimentate în mod normal de la secțiile *I* și *II*, prin transformatoarele T_1, respectiv T_2; în cazul defectării, de exemplu a transformatorului T_1, după deschiderea ambelor întreruptoare ale acestuia, dispozitivul *AAR* comandă închiderea întreruptoarelor I_1 și I_3; astfel alimentarea consumatorilor continuă de la secția *I*, prin transformatorul de rezervă T_3 care, după cum se observă, constituie rezerva atît a transformatorului T_1, cît și a lui T_2.

Fig. 11.9, *d* reprezintă o schemă de alimentare normală a serviciilor interne, direct de la bornele generatoarelor. Fiecare secție de bare a serviciilor interne este alimentată printr-o derivație de la bornele generatorului respectiv; în cazul întreruperii alimentării unei derivații, dispozitivul *AAR* închide întreruptorul I_4 și întreruptorul secției rămase fără alimentare (I_1, I_2 sau I_3). După cum se observă, transformatorul *T* servește ca rezervă oricărei secții de bare ale serviciilor interne.

În schemele din fig. 11.9, *a*, *b* și *c*, toate transformatoarele sînt conectate la barele generale de alimentare. În cele mai multe cazuri, în instalațiile serviciilor interne ale centralelor, transformatoarele sînt alimentate de la secții diferite ale barelor principale, sau chiar de la bare cu tensiuni diferite. În acest caz, eficacitatea utilizării *AAR* este și mai mare. Astfel, dacă în schema din fig. 11.9, *a* transformatorul de serviciu T_1 este alimentat de la barele cu tensiunea generatorului, iar transformatorul de rezervă T_2 de la barele de 35 sau 110 kV (legate cu sistemul), alimentarea serviciilor interne este asigurată, chiar în cazul unui scurtcircuit la barele generatorului.

În fig. 11.10 sînt reprezentate cîteva scheme *AAR* caracteristice pentru rețelele de distribuție.

Fig. 11.10, *a* reprezintă schema unei stații *C*, alimentată în mod normal prin linia L_1 de la centrala sau de la sursa C_1; în cazul deconectării din orice cauză a liniei L_1, dispozitivul *AAR* comandă închiderea întreruptorului *I*, alimentînd astfel stația prin linia de rezervă L_2 de la centrala sau de la sursa C_2.

În schema din fig. 11.10, *b* cele două secții de bare ale stației *B* sînt alimentate prin cîte o linie, de la barele *A* ale unei centrale. În cazul deconectării unei linii, dispozitivul *AAR* comandă închiderea întreruptorului cuplei *I*, alimentînd astfel consumatorii secției rămase fără tensiune.

În schema din fig. 11.10, *c*, stațiile sau punctele de alimentare PA_1 și PA_2 sînt alimentate în mod normal, fiecare prin cîte o linie, de la centrala *A*. Între stații există o linie de legătură prevăzută cu un întreruptor *I*, care este închis de dispozitivul *AAR*, în cazul deconectării oricărei linii.

Pe baza celor arătate rezultă că introducerea anclanșării automate a rezervei prezintă următoarele avantaje:

— se mărește mult siguranța în funcționare, în caz de avarie sau de manevre greșite;

— se simplifică schemele de alimentare, pentru același grad de siguranță;

— se reduce personalul de exploatare.

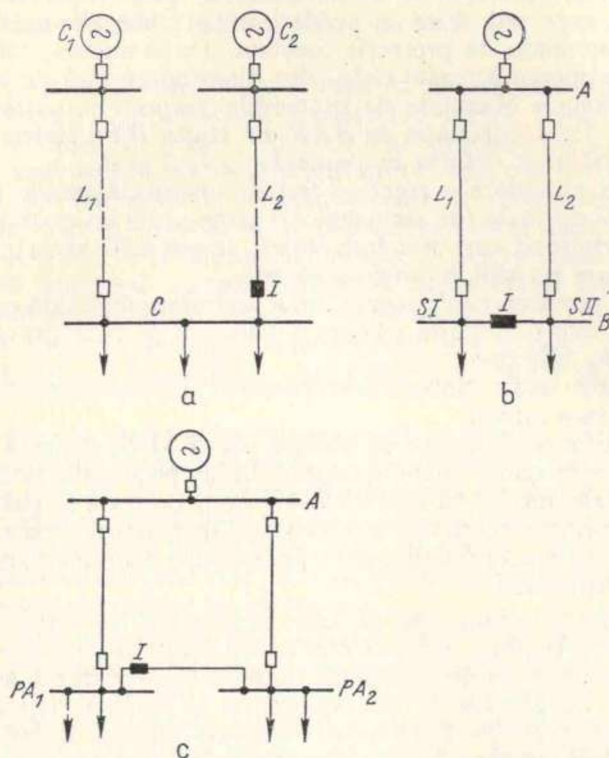


Fig. 11.10. Scheme *AAR* ale rețelelor de distribuție:
a, *b* — cu o singură stație; *c*, *d* — cu mai multe puncte de alimentare.

Introducerea acestor automatizări necesită unele cheltuieli de investiții și întreținere, care sînt însă relativ reduse față de avantajele pe care le prezintă.

11.3.2. Condițiile de funcționare ale schemelor *AAR*

Alimentarea de rezervă trebuie conectată automat în momentul dispariției tensiunii pe barele stației sau ale serviciilor interne, din următoarele cauze:

— Deconectarea transformatorului sau a liniei aflate în funcțiune, provocată de:

— protecție, care acționează din cauza unor defecte ale transformatorului sau ale liniei;

— deconectarea greșită a întreruptorului de pe tabloul de comandă al instalației de distribuție manual sau în urma unei puneri duble la pămînt, în circuitele de declanșare (secundare) ale acesteia.

— Dispariția tensiunii pe barele de alimentare, din orice cauză.

Schemele *AAR* nu trebuie să acționeze în cazul defectelor în rețeaua consumatorilor, care pot duce la scăderi importante ale tensiunii și care trebuie să fie eliminate de protecția acesteia. De asemenea, schemele *AAR* nu trebuie să acționeze în cazul defectelor din amonte față de barele de alimentare, care trebuie eliminate de protecțiile respective. Astfel, în cazul schemei din fig. 11.11 instalația de *AAR* din stația *B* nu trebue să acționeze în cazul apariției unor defecte în punctele *1, 2, 3* și *4*.

Anclanșarea automată a rezervei trebuie executată numai după declanșarea alimentării normale (de serviciu), deoarece altfel ea ar putea fi anclanșată pe un scurtcircuit care n-a fost izolat, ar putea fi conectate în paralel două sisteme care nu sînt în sincronism etc.

Rezultă că pornirea unei scheme *AAR* trebuie comandată de:

— scăderea sub o anumită valoare a tensiunii pe bare (în acest caz pornirea se face cu întîrziere);

— declanșarea unuia dintre întreruptoarele alimentării normale (în acest caz pornirea se face rapid).

Ar mai exista posibilitatea ca schema *AAR* să fie pornită de protecția care comandă declanșarea întreruptorului liniei principale; această metodă prezintă însă dezavantajul că schema *AAR* nu acționează în cazul declanșării întreruptorului printr-o manevră greșită sau al dispariției tensiunii de pe bare din cauza avarierii sursei de alimentare principale. Din acest motiv, această metodă nu se utilizează.

Schemele *AAR* trebuie deci să aibă un element de pornire, format din relee minimale de tensiune care să controleze tensiunea pe barele consumatorilor și să comande pornirea, numai după ce s-a constatat existența tensiunii pe barele alimentării de rezervă. Astfel se exclude acționarea inutilă și nedorită a schemei. Pe lîngă acest element, schema trebuie să conțină un element de temporizare, format dintr-un releu de timp cu o temporizare mai mare decît protecțiile liniilor care pleacă de pe barele stației, pentru a nu pune în funcțiune schema în cazul defectelor în rețeaua consumatorilor.

Fiecare instalație *AAR* trebuie să fie prevăzută cu un buton sau cu o cheie, pentru scoaterea ei din funcțiune în cazul în care se execută manevre cu întreruptorul alimentării principale sau revizii ale instalației de automatizare.

În general, schemele *AAR* trebuie să semnalizeze optic punere sau scoaterea lor din funcțiune, cum și pornirea lor.

Este interzisă reanclanșarea automată a rezervei, în cazul în care ea a fost declanșată prin protecție; dacă după punerea în funcțiune a alimentării de rezervă, aceasta a fost deconectată prin protecție, înseamnă că există un scurtcircuit permanent pe bare și deci reanclanșarea automată rapidă a întreruptorului alimentării de rezervă trebuie blocată.

Schemele *AAR* trebuie să excludă posibilitatea aplicării unui impuls de anclanşare de lungă durată, în scopul de a se preveni arderea bobinei de anclanşare, în cazul unui deranjament în circuitele de comandă.

După cum s-a arătat, în cazul unei scăderi importante sau totale a tensiunii pe bare, releele minimale de tensiune ale schemei *AAR* acţionează şi excită un releu de timp, care, după temporizarea fixată, determină acţionarea întregii scheme (controlul prezenţei tensiunii pe barele alimentării de rezervă, declanşarea întreruptorului alimentării principale şi conectarea alimentării de rezervă).

În timpul pauzei, care durează pînă la anclanşarea întreruptorului de rezervă — denumit t_{AAR} — turaţia motoarelor scade, impedanţa lor scade brusc, curentul absorbit creşte, iar în cursul autopornirii are loc o cădere de tensiune suplimentară în reactanţele dintre motoare şi sursă. Din această cauză, de cele mai multe ori, tensiunea care se restabileşte este inferioară celei nominale; adesea, aceasta poate fi chiar mai mică decît tensiunea necesară pentru ca motorul să ajungă la turaţia de regim (dacă tensiunea aplicată motorului scade sub o anumită valoare, cuplul motor este mai mic decît cuplul rezistent al sarcinii şi motorul se frînează).

De aceea, pentru asigurarea autopornirii, este necesar ca, în asemenea cazuri o parte dintre receptoarele mai puţin importante să fie deconectate (v. cap. 10).

Deci pentru a se menţine în funcţiune cît mai multe motoare şi pentru a se asigura autopornirea, timpul anclanşării automate a rezervei t_{AAR} trebuie să fie cît mai mic; pe de altă parte, el trebuie să fie mai mare decît timpul necesar deionizării mediului în care a avut loc scurtcircuitul, astfel ca la reapariţia tensiunii arcul să nu se reaprindă. În general, însă, timpul necesar deionizării mediului este mai mic decît timpul propriu de acţionare al majorităţii întreruptoarelor aflate în exploatare.

Rezultă că la întocmirea unei scheme *AAR* şi la alegerea parametrilor de acţionare a acesteia trebuie să se calculeze sau să se determine experimental mărimile care condiţionează autopornirea motoarelor, adică scăderea tensiunii pe bare în momentul pornirii, numărul şi puterea motoarelor care pot autoporni. Dacă aceşti parametri nu se aleg judicios, tensiunea care revine pe bare după timpul t_{AAR} determină la arborele motoarelor un cuplu mai mic decît cel al sarcinii, motoarele îşi micşorează turaţia, curentul creşte, tensiunea scade şi, după un timp, motoarele se opresc. În cazul acestui fenomen, numit *avalanşă de tensiune*, anclanşarea automată a rezervei ar fi inutilă.

În cele ce urmează este indicat principial modul de alegere a acestor parametri pentru un caz tipic de folosire a *AAR*, prezentat în fig. 11.11 în care staţia *B* este alimentată în mod normal din staţia *A*, staţia *C* constituind alimentarea de rezervă.

Tensiunea de pornire a releelor minimale de tensiune trebuie să fie mai mică decît tensiunea remanentă pe bare în cazul scurtcircuitelor produse după transformatoare sau după bobinele de reactanţă (scurtcircuite depărtate din punct de vedere electric), spre a se evita declanşarea intempestivă a întreruptorului *II* (fig. 11.11).

În fig. 11.12 sînt reprezentate curbele de variație ale tensiunii pe barele *B*, în cazul scurtciruitelor în punctele *1* și *2* depărtate din punct de vedere electric (curba *II*) și în punctele *3* și *4*, apropiate din punct de vedere electric (curba *I*).

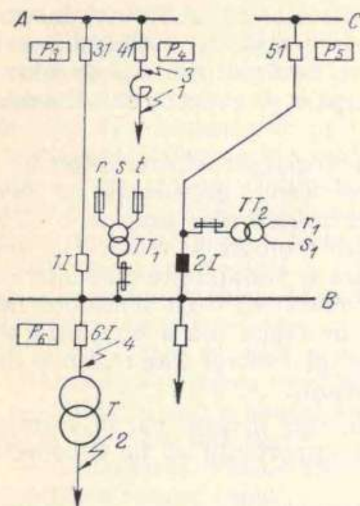


Fig. 11.11. Stație prevăzută cu instalație de *AAR*.

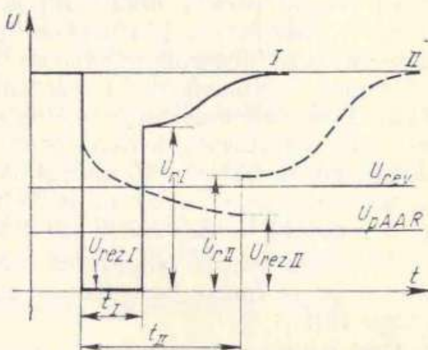


Fig. 11.12. Variația tensiunii pe bare în cazul scurtcircuitelor în punctele *1, 2, 3* și *4* din fig. 11.11.

S-au folosit notațiile:

$U_{r\,I}$, $U_{r\,II}$ — tensiunile care se restabilesc (se stabilizează) în primul moment după înlăturarea scurtcircuitelor, în cazurile *I*, respectiv *II*;

$U_{rez\,I}$, $U_{rez\,I}$ — tensiunile reziduale pe bare în timpul scurtcircuitelor, în cazurile *I*, respectiv *II*;

U_{rev} — tensiunea de revenire a releului minimal de tensiune;

$U_{p\cdot AAR}$ — tensiunea dc acționare a elementului de pornire al schemei *AAR* (releele minimale de tensiune);

t_I, t_{II} — timpii după care sînt eliminate scurtcircuitele în cazurile *I* și respectiv *II*;

În cazul scurcircuitelor în punctele *3* sau *4*, $U_{rez.I} = 0$, astfel încît elementul de pornire al *AAR*, acționează,

În cazul scurtcircuitelor în punctele *1* sau *2*, tensiunea $U_{p.AAR}$ trebuie să fie mai mică decît $U_{rez.II}$ spre a nu produce declanșarea întreruptorului 1*I*.

Această condiție poate fi exprimată sub forma:

$$U_{p.AAR} = \frac{U_{rez\,II}}{k_s}, \tag{11.6}$$

unde k_s este un coefieient de siguranță, mai mare decît 1.

De asemenea tensiunea de revenire a releului minimal de tensiune trebuie să fie mai mică decît tensiunea $U_{r.II}$ care se restabilește în primul moment după înlăturarea scurtcircuitului, adică:

$$U_{rev} = \frac{U_{r.II}}{k_s}.$$

Ţinîndu-se seama de faptul că $U_{rev} = k_{rev} \cdot U_{p.AAR}$ (unde $k_{rev} > 1$ este coeficientul de revenire al releului) se obține:

$$U_{p.AAR} = \frac{U_{r\,II}}{k_s \cdot k_{rev}}. \qquad (11.7)$$

În practică, pentru ca relația (11.7) să concorde cu relația (11.6) se alege $U_{p.AAR} \approx 0{,}25\ U_n$, unde U_n este tensiunea nominală a barelor la care se conectează elementul de pornire al schemei *AAR*.

Temporizarea releului de timp trebuie să fie mai mare decît temporizările protecțiilor P_4 și P_8 ale plecărilor cu reactor, respectiv cu transformator (fig. 11.11, care acționealză în cazul scurtcircuitelor exterioare în punctele *3* și *4*, pentru ca linia de rezervă să nu fie anclanșare în cazul niciunuia dintre aceste scurtcircuite. În cazul cînd această anclașare ar avea loc, dispozitivul *AAR* a fi scos din funcțiune pe perioada de timp următoare, fără ca acest lucru să fie necesar. Temporizarea trebuie aleasă deci astfel, încît să fie satisfăcută relația:

$$t_{p.AAR} = t_{sc.ext.} + \Delta t, \qquad (11.8)$$

în care: $t_{sc.ext}$ este timpul maxim al protecției care trebuie să acționeze în cazul scurtcircuitelor exterioare, pentru care pe barele stației $U_{rez\,II} < U_{p.AAR}$;
Δt — treapta de selectivitate a protecției (0,5 — 0,7 s).

Se recomandă să se regleze temporizarea schemei *AAR* la cel mult 0,5—1,5 s. Dacă, din motivele menționate, nu poate fi obținut un asemenea timp, este permisă menținerea unor timpi mai mari, însă în acest caz eficacitatea dispozitivului *AAR* va fi mai mică.

Reglajul protecției liniei de rezervă trebuie efectuat astfel încît aceasta să acționeze în mod sigur și să comande declanșarea liniei în cazul scurtcircuitelor în zona ei de acționare, dar să nu comande declanșarea sub acțiunea curenților de pornire ai motoarelor, după restabilirea alimentării stației *B*. Protecția liniei de rezervă poate fi scoasă de sub acțiunea curenților de autopornire pe două căi: în funcție de valoarea curentului, sau în funcție de timp. Dacă protecția este reglată în funcție de curentul de sarcină (fig. 11.13), adică:

$$I_p = (1,3 \dots 1,4) I_s,$$

unde: I_p este curentul de pornire al protecției;
I_s — curentul de sarcină,

temporizarea t_p a protecției trebuie să fie cu $\Delta t = (0{,}5 \dots 0{,}7)$s mai mare decît timpul în care curentul de autopornire scade pînă la valoarea curentului de revenire al releului I_{rev}. Această temporizare ar fi însă inadmisibil de mare.

Dacă protecţia este reglată în funcţie de curentul iniţial de autopornire al motoarelor $I_{in.ap}$ deci curentul de pornire este

$$I'_p = (1,2 \dots 1,3) I_{in.ap},$$

curentul la care acţionează protecţia este uneori extrem de mare, iar în cazul scurtcircuitelor la care $I_{sc} \leqslant I'_p$, aceasta nu acţionează.

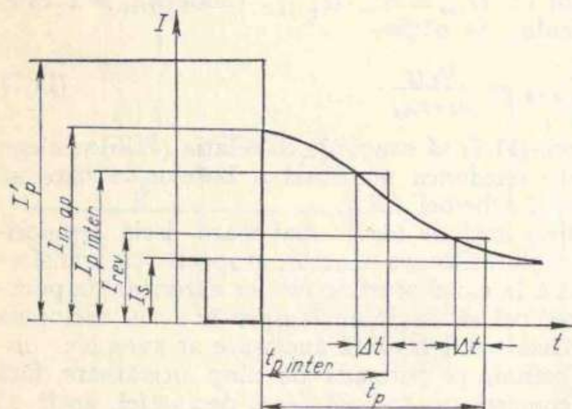


Fig. 11.13. Reglarea protecţiei liniei de rezervă în funcţie de curentul de autopornire al motoarelor.

Din aceste motive protecţia se reglează la valori intermediare ale curentului şi ale timpului: $I_{p.inter.}$, şi $t_{p.inter.}$ (fig. 11.13).

În cele ce urmează se prezintă trei scheme în care sînt ilustrate principiile care trebuie avute în vedere la realizarea instalaţiilor de *AAR*.

În schemele de mai jos nu au fost reprezentate decît circuitele principale necesare pentru înţelegerea modului de funcţionare şi a principiilor pe care se bazează, renunţîndu-se (pentru simplitate) la reprezentarea circuitelor auxiliare (de semnalizare a funcţionării sau a ieşirii din funcţiune, de scoatere din funcţiune etc.) deşi evident acestea nu trebuie neglijate.

În fig. 11.14 este prezentată schema principală a unei instalaţii de *AAR* dintr-o staţie *C* alimentată în mod normal prin linia *L1* din staţia *A*, linia *L2* racordată la staţia *B* şi avînd întreruptorul *I2* deschis constituind alimentarea de rezervă. Poziţia bloccontactelor întreruptoarelor este cea care corespunde regimului normal de funcţionare, iar contactele releelor sînt reprezentate (conform normelor uzuale) în poziţia corespunzătoare releelor nealimentate.

Funcţionarea instalaţiei are loc în felul următor:

În momentul declanşării întreruptorului *I1* dintr-un motiv oarecare (la comanda protecţiei proprii, datorită unei manevre greşite sau unei defecţiuni în circuitele sale de comandă etc.) bloccontactul normal închis *CNI* al acestuia se închide iar bloccontactul normal deschis *CND* se deschide; prin aceasta releul intermediar se dezexcită iar contactele sale se deschid cu oarecare întîrziere ceea ce face ca prin bloccontactul *CNI* şi prin unul din contactele încă închise ale releului *RI1* să se excite bobina de anclanşare a întreruptorului *I2* efectuîndu-se astfel anclanşarea automată a rezervei.

Anclanșarea automată a rezervei are loc și în cazurile în care alimentarea de bază dispare ca urmare a declanșării întreruptorului liniei *L1* din stația *A* (sau în general a dispariției surselor dinspre stația *A*), în felul următor:

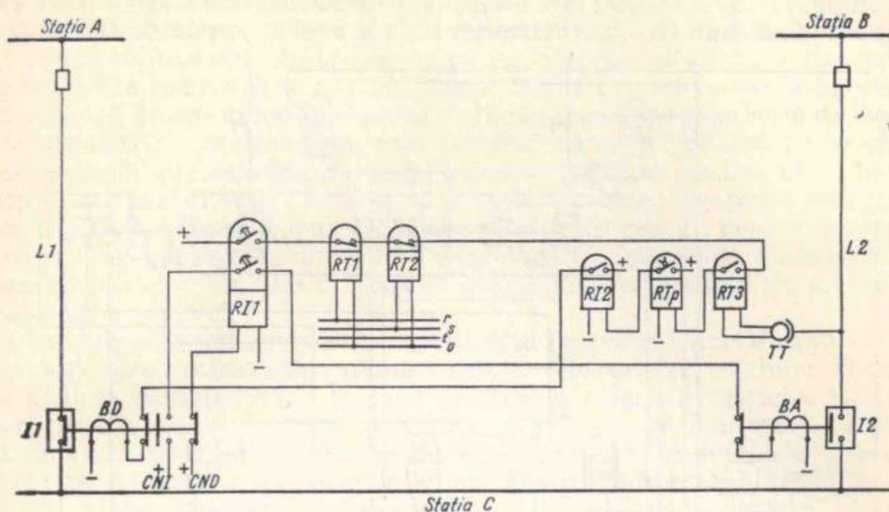


Fig. 11.14. Schema anclanșării automate a unei linii de rezervă.

La dispariția tensiunii de pe barele stației *C* releele de minimă tensiune *RT1* și *RT2* își închid contactele și provoacă (dacă întreruptorul *I1* este închis și dacă pe linia *L2* este tensiune și deci releul de tensiune maximă *RT3* are contactul închis) excitarea releului de timp RT_p care, după timpul reglat comandă prin *RI2* declanșarea întreruptorului *I1*. Declanșarea acestuia determină în modul descris mai sus anclanșarea întreruptorului *I2*.

Analiza schemei din fig. 11.14 și a funcționării acesteia ilustrează modul de aplicare a unor principii esențiale care trebuie respectate de orice schemă de *AAR* și acestea sînt:

— Indiferent de cauza care determină anclanșarea automată a rezervei (declanșarea întreruptorului *I1* sau dispariția tensiunii pe bare din alte motive) aceasta se produce o singură dată, astfel că în cazul unui defect persistent pe bare să se evite anclanșări repetate.

Efectuarea doar a unei singure comenzi de anclanșare a rezervei este realizată prin prevederea releului cu întîrziere la revenire *RI1*, care dezexcitîndu-se în momentul declanșării întreruptorului *I1* își mai menține contactele închise doar un timp scurt (necesar anclanșării întreruptorului *I2*).

— Anclanșarea automată a rezervei se efectuează întotdeauna numai după ce întreruptorul alimentării de bază *I1* este declanșat, pentru a se evita alimentarea prin linia *L2* a unui defect apărut pe linia *L1*.

— Efectuarea anclanșării de rezervă, în cazul în care aceasta este provocată de scăderea de tensiune, numai după un prealabil control al existenței tensiunii pe linia de rezervă și numai după o anumită temporizare.

— Anclanşarea automată a rezervei în cazul în care este provocată de declanşarea întreruptorului de bază se efectuează fără control şi fără temporizare întrucît într-un asemenea caz ele nu sînt necesare.

În fig. 11.15 este prezentată o instalaţie de *AAR* într-o staţie la care sînt racordate două linii de alimentare din care în regim normal de funcţionare

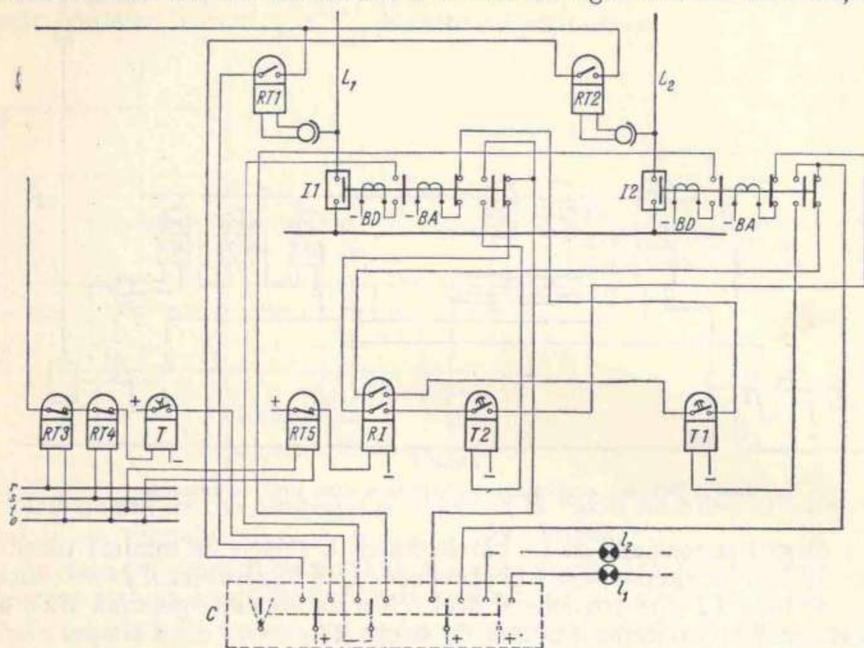


Fig. 11.15. Schemă de *AAR* cu două sensuri de acţionare posibile.

doar una are întreruptorul conectat şi care este concepută astfel încît să acţioneze atît în regimurile în care linia L_2 este deconectată constituind sursa de rezervă cît şi în regimurile în care linia L_1 este deconectată şi constituie sursa de rezervă.

În fig. 11.15 ca şi în fig. 11.16 de mai jos, întreruptoarele sînt figurate în poziţie „deconectat" iar contactele releelor în poziţie corespunzătoare releelor nealimentate.

Alegerea modului de funcţionare a instalaţiei, în concordanţă cu regimul de alimentare a staţiei se realizează cu ajutorul comutatorului *C*, schema fiind, după cum se observă, perfect simetrică.

Cele două lămpi de semnalizare l_1 şi l_2 servesc pentru a se cunoaşte în care dintre sensuri este pregătită să funcţioneze instalaţia.

În fiecare din cele două regimuri instalaţia funcţionează într-un mod asemănător cu cel al instalaţiei din fig. 11.14, principiile evidenţiate de analiza funcţionării acesteia fiind respectate şi aici.

Astfel acţionarea schemei o singură dată (în oricare dintre sensuri) este asigurată de releele *T1* şi respectiv *T2*, anclanşarea întreruptorului de rezervă se produce numai după ce a fost deconectat cel al alimentării de bază şi se face

cu temporizare (dată de releul T) și controlul tensiunii sursei de rezervă (asigurată prin $RT1$ și respectiv $RT2$) în cazul acționării la scăderea tensiunii pe bare și fără aceste controale în cazul acționării ca urmare a declanșării întreruptorului alimentării de bază.

În afara acestor principii însă, în schema din fig. 11.15 este aplicat și un alt principiu conform căruia pentru ca anclanșarea automată a rezervei să fie reușită ea trebuie să se producă numai dacă tensiunea remanentă pe barele stației după deconectarea alimentării de bază și care este menținută de motoarele instalațiilor consumatoare care continuă să se învîrtească (cu o viteză descrescîndă) este suficient de mică; într-adevăr în caz contrar (dacă în momentul anclanșării sursei de rezervă această tensiune remanentă este mare) există pericolul apariției unor fenomene similare cu cele ale cuplării în paralel a unor surse nesincrone, respectiv a unor curenți și căderi de tensiune foarte mari și care pot conduce în final la compromiterea acțiunii de anclanșare automată a rezervei.

Anclanșarea automată a întreruptorului de rezervă numai după ce tensiunea pe bare a scăzut sub o anumită valoare este realizată cu ajutorul releului de minimă tensiune $RT5$. În mod evident, la alegerea reglajului întîrzierii la revenire a releelor de timp $T1$ și respectiv $T2$ trebuie ținut seama de faptul că impulsul de anclanșare poate veni (datorită releului de minimă tensiune $RT5$) cu o oarecare întîrziere și că anclanșarea întreruptorului de rezervă trebuie asigurată și într-un asemenea caz. După cum se observă controlul tensiunii remanente pentru anclanșarea rezervei este asigurat independent de cauza care provoacă acționarea schemei (declanșarea întreruptorului alimentării de bază sau scăderea tensiunii pe bare).

În fig. 11.16 este prezentată o instalație de AAR pe barele de servicii interne ale unei centrale (dar care se poate folosi și pe barele unei stații oarecare) și care acționează prin anclanșarea întreruptorului de cuplă dintre bare la rămînerea oricăruia din cele două sisteme de bare nealimentat.

Și în această instalație sînt respectate condițiile pe care le îndeplinesc cele din fig. 11.14 și 11.15 și care au fost enumerate mai sus, dar în plus această schemă prezintă unele particularități, care se observă din fig. 11.16 și care sînt următoarele:

— Instalația este în permanență (în regimurile normale de funcționare în care ambele sisteme de bare funcționează) pregătită să acționeze în ambele sensuri.

— Declanșarea întreruptorului de înaltă tensiune al unui transformator (din orice motiv) conduce la declanșarea instantanee și a celuilalt întreruptor al transformatorului și prin aceasta la acționarea netemporizată a schemei de AAR, respectiv la anclanșarea cuplei între bare.

— Spre deosebire de schemele anterioare la care acționarea se produce și în cazul în care scăderea tensiunii (care determină pornirea schemei) este provocată de un scurtcircuit produs chiar pe barele a căror realimentare se realizează, aici într-un asemenea caz nu are loc anclanșarea automată a cuplei. Blocarea schemei de AAR la scurtcircuite pe bare (sau în aval de acestea dar neizolate de întreruptoarele proprii) se realizează de către protecția maximală proprie a fiecărui transformator ($RC1$ și $RC2$) în felul următor: În cazul producerii unui scurtcircuit pe sistemul de bare *1* de exemplu, transformatorul

T1 este deconectat de către protecția sa maximală *RC1* care excită releul cu întîrziere la revenire *RTp1* (rolul similar pentru transformatorul *T2* îl au releele *RC2* și *RTp2*) și în felul acesta se întrerupe comanda de anclanșare a întreruptorului de cuplă prin schema de *AAR*.

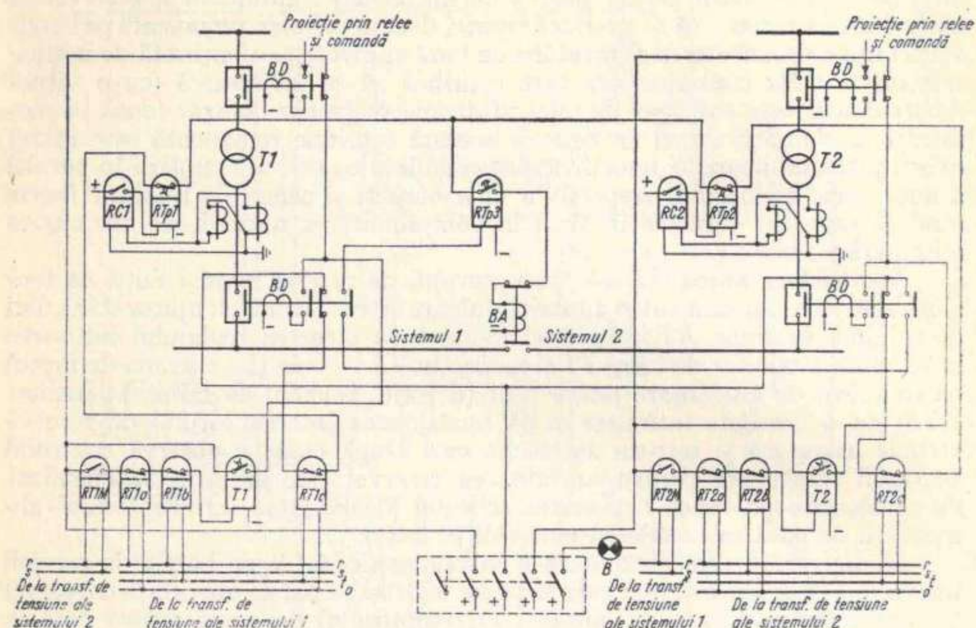


Fig. 11.16. **Schema anclanșării automate a întreruptorului de cuplă dintre două sisteme de bare.**

După cum se observă din schemă anclanșarea automată a cuplei indiferent de modul în care se produce (fără temporizare în cazul declanșării întreruptorului unui transformator sau cu temporizare în cazul scăderii tensiunii pe un sistem de bare) se efectuează cu controlul valorii tensiunii remanente și al nefuncționării protecției maximale a transformatorului de pe barele care urmează a fi alimentate.

Particularitățile schemei de *AAR* din fig. 11.16 determină și unele condiții suplimentare de care trebuie ținut seama în alegerea parametrilor de acționare.

Astfel temporizarea la revenire a releului *RTp1* (și respectiv *RTp2*) trebuie să fie mai mare decît cea a releului *RTp3* pentru ca la revenirea protecției maximale ca urmare a declanșării transformatorului respectiv, circuitul de anclanșare prin contactul releului *RTp3* să fie deja întrerupt. Totodată, ca și în cazul schemei din fig. 11.15 temporizarea la revenire a releului *RTp3* nu trebuie să fie prea mică pentru ca să se asigure anclanșarea cuplei chiar în

cazul în care releele de minimă tensiune *RT1C* sau *RT2C* își închid contactele cu o oarecare întîrziere determinată de viteza de descreștere a tensiunii remanente.

11.4. DESCĂRCAREA AUTOMATĂ A SARCINII LA SCĂDEREA FRECVENȚELOR (DASF)

Această automatizare este, după cum s-a menționat, folosită de foarte multă vreme și practic în toate sistemele energetice, dată fiind eficacitatea și simplitatea acestei soluții de evitare a ieșirii totale din funcțiune a centralelor electrice (și deci a întreruperii totale a alimentării consumatorilor) la producerea unor deficite de putere.

Frecvența constituie, alături de tensiune, un parametru fundamental care determină calitatea energiei electrice.

În funcționarea normală, întreaga putere produsă într-un sistem energetic este egală cu cea consumată și frecvența este constantă. Orice dezechilibru care apare între puterea produsă și cea consumată determină modificarea vitezei de rotație a rotoarelor generatoarelor din sistem și deci a frecvenței de funcționare.

Abaterea frecvenței de la valoarea nominală și în special scăderea acesteia, care se produce cînd puterea produsă devine inferioară celei consumate, are influențe dăunătoare atît asupra instalațiilor de producere, cît și asupra celor de consum a energiei.

Scăderi mici ale frecvenței au influență negativă doar asupra economicității funcționării agregatelor, care nu mai funcționează la parametrii optimi.

Scăderi importante ale frecvenței conduc însă la consecințe foarte grele. La consumatori asemenea scăderi provoacă deranjări ale întregului proces tehnologic, unii consumatori fiind deosebit de sensibili și necesitînd chiar oprirea procesului de producție în aceste condiții. Însăși funcționarea centralelor electrice și a sistemului energetic în ansamblu este serios perturbată la scăderi importante ale frecvenței. Astfel, la scăderi ale frecvenței cu mai mult de 2 Hz productivitatea motoarelor serviciilor interne ale centrelelor scade foarte mult (la ventilatoare și pompe productivitatea este proporțională cu pătratul și cubul vitezei de rotație) și această scădere poate conduce — în special la centralele electrice cu parametri ridicați — la întreruperea totală a alimentării cu apă a cazanelor și deci la scăderea în continuare a frecvenței; se produce în felul acesta fenomenul cunoscut sub numele de *lavină a frecvenței* care poate conduce la ieșirea totală din funcțiune a sistemului energetic.

Scăderea frecvenței pînă la valori în jurul celei de 45 Hz conduce de asemenea (datorită turației generatoarelor care au excitatricele montate pe arbori proprii) și la scăderea tensiunii și la apariția fenomenului de *lavină a tensiunii*, ceea ce contribuie la ieșirea din funcțiune a întregului sistem energetic.

Cum fenomenul de scădere a frecvenţei provocat de producerea bruscă a unui deficit de putere se desfăşoară foarte repede (într-un interval de ordinul secundelor), remedierea situaţiei nu se poate face decît prin dispozitive automate, personalul de exploatare neavînd capacitatea de a interveni atît de rapid.

Dacă asemenea deficite apar cînd unităţile generatoare din sistemul energetic sînt încărcate la plină sarcină şi deci nu există o rezervă de putere care să acopere deficitul produs, singura cale de evitare a unor avarii grele, care se pot termina prin ieşirea totală din funcţiune a instalaţiilor sistemului energetic, constă în deconectarea rapidă — automată — a unor consumatori, pentru restabilirea echilibrului dintre puterea produsă şi cea consumată şi implicit a frecvenţei. Acesta este rolul pe care îl au dispozitivele de descărcare automată a sarcinii la scăderea frecvenţei.

Avariile provocate de producerea bruscă a unui deficit de putere (a cărui cauză poate fi atît creşterea bruscă a consumului determinat de anume împrejurări deosebire, cît şi ieşirea din funcţiune a unor grupuri, centrale sau linii de legătură ale unei zone deficitare cu restul sistemului energetic) care pot avea, după cum s-a arătat, consecinţe atît de grele, prezintă totuşi avantajul că, datorită parametrului frecvenţă oferă posibilitatea lichidării lor prin efectuarea de sacrificii de consumatori în diverse puncte unde asemenea sacrificii sînt posibile, fără a se produce prejudicii prea mari economiei.

Pentru a se micşora în măsura maximă posibilă volumul consumatorilor sacrificaţi la producerea unor deficite de putere, în unele sisteme energetice se foloseşte şi reanclanşarea automată a sarcinii la revenirea frecvenţei. Această metodă, care are avantajul de a reduce timpul întreruperii unora dintre consumatorii sacrificaţi, corijînd eventualele sacrificii prea mari efectuate, se întîlneşte totuşi destul de rar.

În cele ce urmează se prezintă unele tipuri de relee de frecvenţă care au rolul de a sesiza scăderea frecvenţei sub anumite valori şi a comanda (prin intermediul unor relee de timp de obicei) deconectarea consumatorilor, pentru restabilirea echilibrului între producţie şi consum, şi în felul acesta a funcţionării cu parametri normali.

În fig. 11.17 este prezentat releul de frecvenţă IVC-011, folosit în Uniunea Sovietică, care realizează atît sacrificarea unor consumatori la scăderea frecvenţei, cît şi reconectarea unor consumatori la revenirea frecvenţei, iar în fig. 11.18 sînt indicate diagramele vectoriale ale circuitelor releului, din care rezultă modul de funcţionare.

Releul este construit dintr-un circuit magnetic (*1*) de tipul celor folosite în general în releele de inducţie sovietice pe ale căror braţe sînt dispuse cele patru bobine (*2*), care înseriate cu condensatorul C formează circuitul I al releului care este un circuit inductiv-capacitiv, şi care determină prin polii *3, 4* fluxul Φ_I. Pe polii *5, 6* sînt dispuse alte două bobine (*7*) care împreună cu rezistenţele R_1 şi R_2 formează circuitul II al releului, un circuit inductiv-activ, care determină prin polii *5, 6* fluxul Φ_{II}.

Ambele circuite se racordează la secundarul transformatorului de tensiune. Momentul care acţionează asupra tamburului de aluminiu *9* ce înconjoară miezul cilindric *8* are expresia $M = K\Phi_I \, \Phi_{II} \sin \psi$ unde ψ este unghiul dintre vectorii fluxurilor $\overline{\Phi}_I$ şi $\overline{\Phi}_{II}$.

Valorile rezistențelor R și a capacității C determină frecvența de acționare prin aceea că la această frecvență unghiul dintre vectorii $\overline{\Phi}_I$ și $\overline{\Phi}_{II}$ și deci și cuplul activ asupra tamburului 9 sînt nule.

Modificarea frecvenței față de această valoare de echilibru face ca unghiul ψ să difere de zero, și deci ca asupra tamburului 9 să acționeze un cuplu;

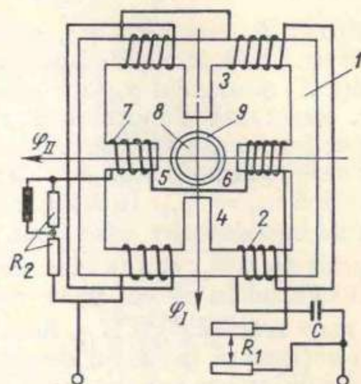


Fig. 11.17. Construcția releului de frecvență IVC-011.

la creșterea frecvenței fluxul $\overline{\Phi}_I$ rămîne în urma fluxului $\overline{\Phi}_{II}$ și cuplul acționează în sensul deschiderii contactelor, iar la scăderea frecvenței fluxul Φ_I trece înaintea fluxului Φ_{II}, releul închizîndu-și contactele. Reglarea releului la diferite frecvențe de acționare se realizează cu ajutorul reostatului dublu R_1, iar scala releului se poate modifica prin variația rezistenței R_2. Posibilitatea modificării reglajelor acționării și revenirii releului rezultă din fig. 11.18 în

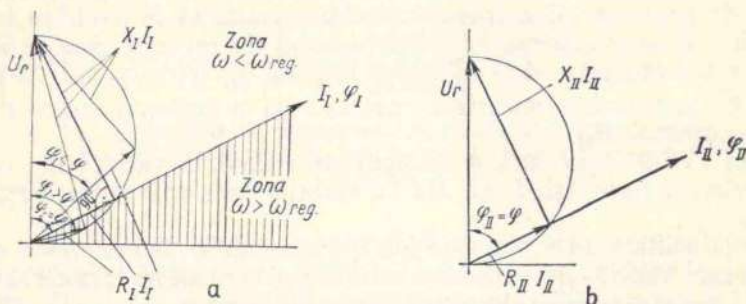


Fig. 11.18. Diagramele vectoriale ale releului de frecvență IVC-011.

care sînt reprezentate diagrama curenților și tensiunilor în circuitul I (fig. 11.18, *a*) și diagrama acelorași mărimi din circuitul II (fig. 11.18, *b*). Ambelor circuite ale releului aplicîndu-li-se o tensiune U_r de frecvență $f = \frac{\omega}{2\pi}$, unghiul de decalaj φ_1 dintre vectorii curentului $\bar{I}_I$ și tensiunii $\bar{U}_r$ este determinat de raportul dintre rezistența și reactanța circuitului I de impedanță $\bar{Z}_I = R_I + jX_I$. În mod similar unghiul φ_{II} dintre $\bar{I}_{II}$ și $\bar{U}_r$ este determinat

de raportul acelorași mărimi componente ale impedanței circuitului II, $\bar{Z}_{II} = R_{II} + jX_{II}$.

Mărimea reactanței circuitului I este $X_I = \omega L_I - \frac{1}{\omega C_I}$.

La frecvența reglată pentru acționare f_{reg}, reactanța X_I are o valoare determinată $X_I = X_{reg} = \omega_{reg} L_I - \frac{1}{\omega_{reg} C_I}$, căreia îi corespunde φ_{reg}.

Întrucît R_I este constant, o dată cu variația frecvenței, după cum se vede din fig. 11.18, se modifică unghiul dintre $\bar{I}_1$ și $\bar{U}_r$. La micșorarea frecvenței, reactanța X_I și unghiul φ_I se micșorează iar la creșterea frecvenței acestea se măresc. Reactanța circuitului II este $X_{II} = \omega L_{II}$, iar la frecvența reglată pentru acționare are valoarea $X_{II} = \omega_{reg} L_{II}$. Cu ajutorul rezistenței reglabile R_2 se poate realiza o astfel de valoare a rezistenței R_{II} a circuitului II încît să se obțină $\varphi_{II} = \varphi_{reg}$. În felul acesta, la frecvența reglată pentru acționare, unghiurile impedanțelor celor două circuite sînt egale și deci vectorii $\bar{I}_I$ și $\bar{I}_{II}$ și respectiv $\bar{\Phi}_I$ și $\bar{\Phi}_{II}$ sînt în fază, iar cuplul activ al releului este nul. La creșterea frecvenței în sistem peste valoarea de acționare, reactanța X_I crește în mai mare măsură decît X_{II}, fluxul $\bar{\Phi}_I$ rămîne în urma fluxului $\bar{\Phi}_{II}$ și cuplul releului acționează în sensul deschiderii contactelor; dimpotrivă la scăderea frecvenței din sistem sub frecvența de acționare, X_I micșorîndu-se în mai mare măsură decît X_{II} fluxul Φ_I se decalează înaintea fluxului Φ_{II} și sub acțiunea cuplului care se produce, releul își închide contactele. Contactele o dată închise se deschid din nou dacă, datorită variației frecvenței, $\bar{\Phi}_I$ revine în fază cu $\bar{\Phi}_{II}$; de fapt, pentru a se produce redeschiderea contactelor închise deja, datorită necesității de a se învinge cuplul forțelor de frecare, trebuie ca $\bar{\Phi}_I$ să ajungă decalat în urma lui Φ_{II} și să se creeze în felul acesta un cuplu negativ. Ca urmare a acestui fapt revenirea releului se produce la o frecvență ceva mai mare decît cea de acționare. Construcția releului permite să se modifice frecvența de revenire. Pentru mărirea valorii frecvenței de revenire este suficient ca la închiderea contactelor să se mărească unghiul φ_{II} îytre $\bar{I}_{II}$ și $\bar{U}_r$ adică să se rotească $\bar{\Phi}_{II}$ în sensul invers trigonometric, ceea ce se poate realiza prin micșorarea rezistenței R_{II}.

Releul IVC-011 prezintă o sensibilitate redusă la variații ale tensiunii, eroarea releului nedepășind 0,2 Hz la variația tensiunii între 60% U_N și 125% U_N.

Această calitate a releului este foarte importantă, căci de obicei scăderea frecvenței este însoțită și de scăderea tensiunii și aceasta nu trebuie să influențeze funcționarea dispozitivelor de descărcare a sarcinei.

În fig. 11.19 este prezentată schema dispozitivului realizat cu releul IVC-011, prin care se efectuează atît deconectarea, cît și reconectarea consumatorilor, după cum s-a menționat mai sus.

În schema din fig. 11.19 *F* este contactul releului de frecvență, *T* este un releu de timp, *1T* este un releu cu întîrziere la revenire, *1I*, *2I* și *3I* sînt relee intermediare, iar *1S* și *2S* sînt relee de semnalizare. La acționarea releului *F*, ca urmare a scăderii frecvenței, se excită releul de timp *T* care prin contactul său *T2* închide circuitul releelor *1I* și *3I*. Releul *3I* închinzînd contactul *3I1* modifică mărimea rezistenței conectate în serie cu una dintre bobinele releu-

lui de frecvență, prin această modificare schimbîndu-se reglajul releului, precum și frecvența de revenire. Prin contactul *3I2* este excitat releul *1T* cu întîrziere la revenire, și prin contactul *3I3* se întrerupe circuitul bobinei releului *2I*. Stabilitatea termică a releului de timp *T* în cazul conectării îndelungate a acestuia se realizează prin deschiderea contactului *T1*.

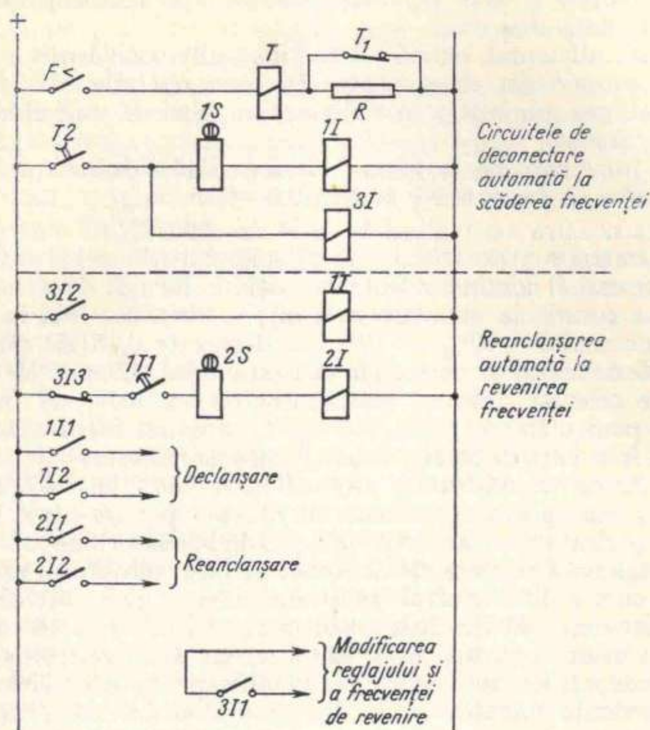


Fig. 11.19. Schema dispozitivului de decontare și reconectare a consumatorilor la variații de frecvență realizată cu releul IVC-011.

La restabilirea frecvenței contactul *F* se deschide și releul de timp *T* revine întrerupînd alimentarea releelor *1I* și *3I*, ceea ce duce la deschiderea contactelor *3I1* și *3I2* și a tuturor contactelor releului *1I*, cum și la închiderea contactului *3I3*. Prin închiderea lui *3I3* se excită releul *2I* într-un interval de timp ce durează pînă la deschiderea contactului *1T1*, și prin acționarea releului *2I*, se comandă reanclanșarea unor consumatori. Conectarea în serie a contactelor *3I3* și *1T1* asigură durata scurtă și efectuarea o singură dată a impulsului de anclanșare a întreruptoarelor.

Un alt releu modern de frecvență folosit în schemele de descărcare automată a sarcinii la scăderea frecvenței este releul F13 fabricat în R. S. Cehoslovacă. Releul are ca element principal un releu wattmetric, ale cărui două bobine sînt alimentate de tensiunea transformatorului de tensiune dar în așa

fel încît curenții celor două bobine sînt decalați între ei, una din bobine fiind înseriată cu o rezistență și o inductanță variabilă, iar a doua fiind înseriată cu două circuite, dintre care unul este cel al primei bobine, iar al doilea este constituit de un condensator. Schema realizată în acest fel face ca la o anumită frecvență să se producă rezonanța celor două circuite și releul să acționeze. Frecvența de acționare este reglabilă prin variația reactanței din circuitul bobinei, menționată mai sus.

Releul este alimentat numai cu tensiune alternativă atît pentru releul de frecvență propriu-zis, cît și pentru circuitul operativ care funcționează în curent continuu, obținut prin redresare cu ajutorul unei diode prevăzute în interiorul releului.

Limitele între care poate varia tensiunea fără a influența funcționarea corectă a releului de frecvență F 13 sînt 0,8—1,15 U_{nom}.

Și în țara noastră s-a realizat în 1964 de către IRME un releu de frecvență cu parametri superiori. Datorită principiului schemei și stabilizatorului de tensiune pe care îl conține, releul este puțin influențat de variațiile de tensiune, ceea ce constituie un mare avantaj; eroarea acestuia la variații ale tensiunii în domeniul —40%—+10% nu depășește 0,15 Hz pentru oricare din frecvențele de acționare posibile la care este reglat. Elementele componente principale ale releului sînt: un stabilizator de tensiune, un filtru acordat la rezonanță pentru frecvența de 50 Hz, un al doilea filtru acordat la rezonanță pentru frecvență de 55 Hz, două circuite de redresare alimentate fiecare de cîte unul din cele două filtre și alimentînd la rîndul lor fiecare cîte o înfășurare a unui releu polarizat; schema de curent operativ conține un releu de comandă temporizat printr-un circuit *RC* și avînd două bobine cu înfășurările în sens opus. Reglarea frecvenței de acționare se face cu ajutorul unei rezistențe variabile cu cursor din circuitul înfășurării releului polarizat alimentată de filtrul acordat pentru 45 Hz. Releul polarizat acționează la un anumit raport între curenții celor două înfășurări ale sale, iar acești curenți sînt, datorită filtrelor, dependenți de frecvență; prin modificarea rezistenței menționate se modifică impedanța totală a unuia din circuite și deci frecvența la care se produce acționarea. Condensatorul prin care se realizează acționarea temporizată este înseriat în circuitul uneia din cele două bobine ale releului de comandă (bobinate în sens opus); la închiderea contactului releului polarizat (la frecvența reglată) ambele bobine ale releului de comandă sînt puse sub tensiune și în perioada de încărcare a condensatorului ele sînt parcurse de curenți în sens contrar astfel că releul nu acționează.

După încărcarea condensatorului (care durează aproximativ 0,3 s) printr-una din înfășurări curentul se întrerupe ceea ce duce la acționarea releului. Această temporizare este necesară, după cum a rezultat din experiența de exploatare, pentru evitarea unor acționări intempestive în timpul fenomenelor tranzitorii ce însoțesc scurtcircuitele.

Tot în țara noastră s-a realizat în ultimii ani de către IRME un releu modern de frecvență minimă în întregime static, folosind doar pentru comanda de acționare un releu intermediar electromagnetic.

Principiul de funcționare al acestui releu static de frecvență minimă se bazează pe transformarea tensiunii sinusoidale într-o succesiune de impulsuri

dreptunghiulare, cu o durată egală cu perioada corespunzătoare frecvenței rețelei și compararea lor cu impulsuri etalon furnizate de un circuit monostabil etalon reglabil. Releul este compus dintr-un redresor stabilizat, dintr-un circuit de formare a impulsurilor dreptunghiulare egale cu perioada rețelei, un circuit monostabil etalon reglabil, un circuit de comandă (integrator), un circuit de execuție și un circuit de protecție contra declanșărilor false.

Frecvența de acționare a releului este continuu reglabilă cu ajutorul unui potențiometru între 45 și 50 Hz.

Alegerea volumului consumatorilor care urmează a fi deconectați cu ajutorul dispozitivelor descrise precum și a parametrilor la care se efectuează deconectarea (frecvența și timpul) trebuie făcută foarte judicios astfel încît să se sacrifice atît cît este necesar pentru evitarea consecințelor grele posibile, dar nu mai mult decît este necesar, întrucît orice sacrificare de consumatori este totuși legată de pierderi.

Datorită acestor considerente, în toate sistemele energetice se acordă o mare importanță calculului parametrilor și volumului așa-numitelor *tranșe de sacrificiu*, adică a grupelor de consumatori care se deconectează automat la scăderea frecvenței.

Scăderea frecvenței într-un sistem energetic în urma producerii brusce a unui deficit de putere constituie un proces foarte complex, influențat de parametrii instalațiilor energetice care sînt foarte variabili și depind de foarte mulți factori, și care variază chiar și cu frecvența; astfel însăși sarcina (care variază în diferitele momente ale zilei și ca volum și ca structură) se modifică cu frecvența, dar nu toate tipurile de consumatori în același fel. La rîndul lor și caracteristicile instalațiilor de producere variază cu frecvența. Datorită acestui caracter complex al fenomenelor legate de scăderea frecvenței, și calculul desfășurării lor este complicat și se efectuează de regulă adoptîndu-se o serie de aproximații și ipoteze simplificatoare. Această situație a făcut ca în diferite sisteme energetice să se întîlnească o mare varietate de metodologii folosite pentru alegerea parametrilor de acționare a dispozitivelor (frecvența și timpul) și volumului tranșelor de sacrificiu deconectate de către acestea.

Se pot enunța însă unele cerințe importante care trebuie satisfăcute de tranșele de sacrificiu și de care țin seama diversele metodologii folosite.

Astfel, tranșele de descărcare automată a sarcinii trebuie să împiedice scăderea frecvenței sub valoarea de 47 Hz pentru durate mai mari de 20—30s, iar sub valoarea de 45 Hz (cunoscută în literatură sub numele de *frecvență critică*) frecvența nu trebuie să coboare nici pentru interval scurt de ordinul secundelor. O altă condiție importantă pe care trebuie s-o îndeplinească tranșele de descărcare automată este cea a selectivității: volumul consumatorilor sacrificați trebuie să fie — în măsura maximă posibilă — dependent de deficitul produs și nu întotdeauna același, iar acționarea dispozitivelor trebuie să realizeze revenirea automată a frecvenței la o valoare puțin inferioară sau egală celei nominale, dar în nici un caz mai mare decît aceasta; revenirea prin acționarea dispozitivelor DASF la o frecvență superioară celei normale este rezultatul unei alegeri necorespunzătoare a volumului sau a frecvențelor diferitelor tranșe.

După cum s-a menţionat, există o varietate de metodologii folosite pentru calculul tranşelor de DASF. În sistemul nostru energetic se folosesc două tranşe de sacrificiu, dintre care prima care acţionează cu o mică temporizare (de regulă 0,5 s) are rolul de a împiedica scăderea frecvenţei chiar şi pentru foarte scurtă durată sub „frecvenţa critică", iar a doua care acţionează cu o temporizare mai mare (de ordinul 3 s) are rolul de a readuce frecvenţa în jurul valorii de 48,5—49 Hz, urmînd ca redresarea în continuare a frecvenţei să se realizeze sub coordonarea unităţilor de dispecer energetic.

Calculul volumului tranşelor de DASF se poate efectua (adoptîndu-se unele ipoteze simplificatoare după cum s-a menţionat) pornindu-se de la relaţia fundamentală care caracterizează variaţia frecvenţei într-un sistem energetic, şi care este

$$f_N - f_{fin} = \frac{\frac{P_{def}}{P_N} 100}{2k} \tag{11.9}$$

unde: f_N este frecvenţa normală de funcţionare ($f_N = 50$ Hz);

f_{fin} — frecvenţa la care s-ar stabiliza funcţionarea sistemului energetic, la apariţia unui deficit P_{def} dacă nu se efectuează nici un sacrificiu;

P_N — puterea nominală a sarcinii din sistemul respectiv considerată egală cu cea a generatoarelor în funcţiune în momentul avariei;

k — un coeficient care caracterizează variaţia sarcinii cu frecvenţa şi care depinde deci de structura sarcinii. Măsurători experimentale efectuate în diverse sisteme energetice au evidenţiat că în calcule aproximative se poate adopta pentru k valoarea 2.

În mod evident, cu ajutorul relaţiei (11.9) se poate determina volumul tranşelor de sacrificiu astfel ca frecvenţa să se stabilească la o anumită valoare. Pentru cercetarea în detaliu a desfăşurării fenomenului în timp este bineînţeles necesară efectuarea unor calcule mai complexe cu folosirea constantelor de inerţie ale agregatelor şi sarcinii, şi care permit alegerea mai judicioasă a frecvenţelor de acţionare şi temporizărilor lor.

În cele ce urmează se va indica doar succint cum se determină — pornindu-se de la o valoare dată a deficitului P_{def} — volumul tranşelor de sacrificiu.

Volumul tranşei I, care are rolul de a împiedica scăderea frecvenţei sub valoarea critică f_{cr} se deduce din relaţia (11.9) astfel:

$$f_N - f_{cr.a} = \frac{\frac{P_{def} - P_{T1}}{P_N - P_{T1}} 100}{2k} = \frac{\frac{P_{def}}{P_N} 100 - \frac{P_{T1}}{P_N} 100}{2k\left(1 - \frac{P_{T1}}{P_N}\right)}$$

sau

$$f_N - f_{cr\,a} = \frac{P_{def}\% - P_{T1}\%}{2k\left(1 - \frac{P_{T1}}{P_N}\right)}. \tag{11.10}$$

În relația (11.10) $P_{def}\%$ și $P_{T1}\%$ sînt respectiv deficitul inițial și volumul tranșei I exprimate în procente din puterea nominală a sistemului, iar $f_{cr\,a}$ este frecvența critică admisibilă care se consideră cu puțin mai mare decît cea critică, și anume 45,5 Hz.

Relația (11.10) permite deci determinarea volumului tranșei I în funcție de diferitele deficite posibile în sistem.

În mod asemănător, pe baza aceleiași relații fundamentale (11.9) se determină și volumul tranșei a II-a. După cum s-a arătat, după acționarea acesteia frecvența trebuie să revină automat în jurul valorii de 48,5 Hz, denumită *frecvență de revenire* și notată f_{rev}.

Volumul acesteia P_{T2} se calculează deci cu ajutorul relației

$$f_N - f_{rev} = \frac{P_{def}\% - P_{T1}\% - P_{T2}\%}{2k\left(1 - \frac{P_{T1}}{P_N} - \frac{P_{T2}}{P_N}\right)}. \tag{11.11}$$

Ca și relația (11.10) și aceasta permite determinarea volumului tranșei a II-a pentru diferite deficite posibile în sistem.

Calculul volumului tranșelor cu ajutorul relațiilor (11.10) și (11.11) se face pornindu-se de la diferite ipoteze de avarie, care constau atît în deficite generale pe sistem provocate de ieșirea din funcțiune a unor centrale mari, cît și în deficite produse în zone ale sistemului care se pot izola prin avarii de linii.

Alegerea corectă a tranșelor de DASF presupune o cercetare minuțioasă a diferitelor deficite care pot apare prin avarii în sistem, alegerea valorilor de calcul pentru P_{def} trebuind să se facă cu luarea în considerare a probabilității diferitelor tipuri de avarii. Numai o astfel de analiză poate conduce la stabilirea unor tranșe care să nu provoace nici sacrificii insuficiente și nici sacrificii inutile. În unele sisteme energetice, pentru a se realiza în măsura maximă posibilă sacrificarea unui volum de consumatori cît mai aproape de cel necesar în fiecare caz de avarie, se folosesc mai multe tranșe de sacrificiu, diferențiate între ele atît prin frecvența de acționare, cît și prin temporizare, ajungîndu-se astfel la 5—6 tranșe. Folosirea unui număr prea mare de tranșe conduce însă la adoptarea unor frecvențe apropiate între ele la diferitele tranșe, ceea ce poate provoca acționări neselective datorită erorilor releelor de frecvență.

Metoda adoptată în sistemul nostru, de a se folosi două tranșe, fiecare avînd rolul enunțat, s-a dovedit eficace în practică.

11.5. DESCĂRCAREA AUTOMATĂ A SARCINII LA SCĂDEREA TENSIUNII (DASU)

După cum s-a arătat mai sus tensiunea constituie unul din parametrii esențiali care caracterizează calitatea energiei electrice. La scăderea tensiunii este perturbată funcționarea atît a consumatorilor cît și a centralelor electrice (datorită perturbării instalațiilor de servicii proprii).

Scăderea importantă a tensiunii, care se poate datora mai multor cauze, poate de asemeni conduce după cum se știe la pierderea stabilității de funcționare și prin aceasta în final la ieșirea totală din funcțiune sistemului energetic. Printre cauzele care pot conduce la scăderi periculoase de tensiune, resimțite pe zone mai mari ale sistemului energetic sînt: ieșirea din funcțiune a unor grupuri generatoare, care fără a conduce la scăderea frecvenței determină transportarea unor puteri mari (în special reactive) prin linii care nu sînt dimensionate pentru asemenea circulații, ieșirea din funcțiune a unor compensatoare de putere reactivă, și în general orice deficit de putere reactivă.

Date fiind consecințele foarte grele pe care le poate avea pentru sistemul energetic scăderea generală a tensiunii pînă la valori foarte coborîte, prin provocarea unor fenomene de instabilitate, este necesar să se ia măsuri de evitare a unor astfel de regimuri de funcționare. Ca și în cazul scăderii frecvenței în regimuri în care nu mai există rezerve de putere activă, la scăderea generală a tensiunii în tot sistemul energetic sau într-o anumită zonă a acestuia măsura eficace care se poate aplica este cea a deconectării unor consumatori pentru redresarea nivelului de tensiune și eliminarea în felul acesta a pericolului pierderii stabilității de funcționare. *)

Spre deosebire de scăderea frecvenței care constituie un criteriu sigur al deficitului de putere activă, scăderea tensiunii poate fi provocată și de defecte cu caracter local care se elimină prin acționarea (uneori temporizată) a protecțiilor și nu necesită sacrificii de consumatori.

Posibilitatea interpretării greșite a scăderii tensiunii și efectuarea din acest motiv a unor sacrificii nenecesare constituie principala dificultate în realizarea descărcării automate a sarcinii la scăderea tensiunii pentru păstrarea stabilității de funcționare. O a doua dificultate o constituie faptul că releele de minimă tensiune care ar trebui folosite pentru realizarea unei asemenea descărcări, au după cum se știe în general coeficienți de revenire mari (necorespunzători); aceasta atrage după sine pericolul acționării automatizării chiar la căderi de scurtă durată ale tensiunii urmate de o funcționare cu un nivel al tensiunii scăzute dar care nu e periculos.

---

*) Redresarea tensiunii are totodată efectul readucerii consumatorilor în condiții de funcționare normală ceea ce reprezintă de asemenea un efect foarte important).

Ținîndu-se seama de importanța evitării regimurilor de funcționare cu tensiune scăzută pînă la valori periculoase pentru siguranța sistemului energetic, s-au realizat dispozitive de sacrificiu care s-au instalat în special în acele zone în care datorită structurii rețelei pot apare tensiuni scăzute periculoase, dispozitive concepute cu luarea în considerare a dificultăților menționate mai sus.

În fig. 11.20 de mai jos este prezentată schema dispozitivului de descărcare automată a sarcinii la scăderea tensiunii folosit în sistemul nostru energetic.

Organul de sesizare a scăderii de tensiune și de comandă a deconectării de consumatori într-un asemenea regim îl constituie cele trei relee de minimă tensiune U_1, U_2, U_3 și releul de timp TB, restul elementelor din schemă realizînd evitarea acționării în regimuri în care aceasta nu este necesară, după cum se va arăta mai jos.

Pentru a nu se produce acționarea dispozitivului la scăderi de scurtă durată ale tensiunii provocate de defecte în rețea care în marea lor majoritate sînt nesimetrice au fost prevăzute trei relee de tensiune minimă ale căror contacte sînt înseriate, fiind astfel necesară scăderea tensiunii pe toate trei fazele pentru acționare, precum și releul de tensiune inversă U_2 care prin contactul a_3 al releului intermediar A blochează acționarea. După cum se știe la producerea unui scurt circuit în rețea apar întotdeauna componente inverse de curent și tensiune; datorită acestui fapt chiar în cazul unui scurtcircuit trifazat — cînd deci toate cele trei relee de minimă tensiune își închid contactele — acționarea dispozitivului nu se va produce datorită excitării releului de tensiune inversă. Cum după un astfel de defect tensiunea în zona respectivă ar putea rămîne la o valoare coborîtă (deși nepericuloasă) și cum releele de minimă tensiune (datorită coeficientului de revenire) își redeschid contactele numai dacă tensiunea revine la o valoare cu aproximativ 20% mai mare decît cea la care s-a produs închiderea lor, ar exista pericolul acționării dispozitivului după lichidarea defectului. Schema este astfel concepută încît un asemenea pericol este evitat printr-o mărire artificială a tensiunii adusă releelor de minimă tensiune după orice acționare a releului de tensiune inversă. După cum se observă din schema din fig. 11.20, *b* la revenirea releului de tensiune inversă după ce acesta a fost excitat (deci după lichidarea defectului) prin contactul a_2 reînchis, înseriat cu contactul b_2 care s-a închis la apariția tensiunii inverse și a rămas închis datorită automenținerii releului B se excită releul intermediar C ale cărui contacte C_1, C_2 și C_3 shuntează rezistențele R_1, R_2, R_3 mărind tensiunea adusă releelor de minimă tensiune și favorizînd astfel revenirea lor chiar în condițiile unei tensiuni scăzute. În felul acesta pericolul unei acționări incorecte este eliminat. Simultan cu releul C este excitat și releul de timp TA care cu o mică întîrziere shuntează prin contactul său t_a bobina releului B readucînd astfel întreaga schemă în starea inițială, dispozitivul fiind din nou pregătit pentru acționare. Contactul C_4 este prevăzut pentru a face posibilă excitarea releului B (prin shuntarea rezistenței RC) și totodată

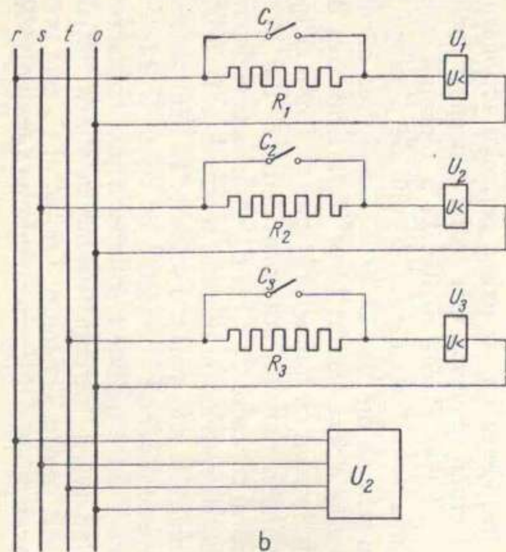


Fig. 11.20. Schema dispozitivului de descărcare automată a sarcinii la scăderea tensiunii: *a* — circuitele de curent continuu; *b* — circuitele de curent alternativ.

dezexcitarea acestuia prin shuntarea bobinei sale fără a se produce un scurtcircuit între bornele plus și minus. Schema este prevăzută cu un buton care permite realizarea voită a măririi tensiunii de alimentare a releelor de minimă tensiune, manevră care poate să apară necesară în anumite regimuri de funcționare. În sfîrșit cu ajutorul comutatorului K întregul dispozitiv poate fi scos din funcțiune ceea ce se semnalizează prin lampa de semnalizare S. După cum rezultă și din descrierea dispozitivului, pentru o funcționare corectă a acestuia trebuie alese judicioase atît reglajele diferitelor relee cît și valorile rezistențelor R_1, R_2, R_3 pentru a se asigura revenirea releelor de minimă tensiune în regimurile în care deși tensiunea este scăzută sacrificiile nu sînt necesare. Prin calcule de stabilitate efectuate în diferite regimuri de avarie s-ar putea determina valorile minime ale tensiunii admisibile de funcționare; astfel de calcule sînt însă foarte laborioase și gradul de precizie al rezultatelor nu este în general satisfăcător, ținîndu-se seama de imprecizia datelor inițiale de calcul. Din aceste motive, și avîndu-se în vedere că în general la o tensiune mai mică de 0,8 U_N consumatorii importanți sînt afectați și experiența arată că la asemenea tensiuni există pericolul pierderii stabilității, s-a adoptat această valoare pentru acționarea dispozitivelor. Pornindu-se de la această valoare de calcul, valoarea reală (secundară) la care se reglează releele U_1, U_2, U_3 se calculează astfel încît să se poată prevedea în serie cu bobinele lor rezistențele R_1, R_2, R_3 care să poată fi shuntate în modul arătat mai sus. Acest calcul ca și dimensionarea rezistențelor se efectuează simplu pe baza cunoașterii impedanțelor bobinelor releelor U_1, U_2, U_3; astfel tensiunea dorită de acționare fiind 0,8 U_N, impedanța bobinei releului de tensiune fiind Z_b și rezistența înseriată cu aceasta R tensiunea la care trebuie reglat releul de minimă tensiune U_r se calculează cu relația

$$U_r = 0{,}8\ U_N - Ri,$$

unde i este curentul ce străbate releul și care este

$$i = \frac{0{,}8\ U_N}{R + Z_b}.$$

Deci

$$U_r = 0{,}8\ U_N\left[1 - \frac{R}{R + Z_b}\right].$$

Rezistența R la rîndul ei se alege astfel încît prin shuntarea ei în cazul în care tensiunea aplicată schemei este mai mare decît 0,8 U_N, tensiunea aplicată releelor să fie mai mare decît tensiunea lor de revenire.

Temporizarea acționării dispozitivului (prin releul de timp TB se alege de regulă cu o treaptă de timp inferioară temporizării maxime a protecțiilor liniilor de transport din zona respectivă pentru a evita declanșarea acestora la suprasarcină (declanșare favorizată de nivelul coborît al tensiunii).

Releul de tensiune inversă se reglează la valoarea minimă posibilă a scării pentru a bloca sigur acționarea la defecte în rețea.

11.6. DESCĂRCAREA AUTOMATĂ A LINIILOR DE TRANSPORT

Descărcarea automată a liniilor de transport reprezintă o automatizare tot mai frecvent întîlnită, realizată printr-o varietate largă de scheme și avînd multiple destinații. Aceasta constituie o măsură de regulă foarte eficace care are drept efect atît evitarea pierderii stabilității de funcționare (statice și dinamice) cît și evitarea supraîncărcării periculoase și declanșării unor elemente din sistem.

În fig. 11.21 de mai jos este prezentată o centrală electrică de putere mare interconectată cu sistemul energetic S prin două linii paralele L_1 și L_2 și debitînd putere și într-un sistem local SL care nu este interconectat cu primul. Pe oricare din liniile L_1 și L_2 pot apare — din diverse cauze — suprasarcini mari care pot fi periculoase din mai multe puncte de vedere: astfel creșterea bruscă a deficitului de putere din sistemul S (datorit ieșirii din funcțiune a unor grupuri din acesta sau a modificării brusce a însuși consumului), declanșarea legăturii dintre centrală și sistemul local SL sau a uneia din liniile L_1 și L_2 sînt tot atîtea cauze posibile de supraîncărcare a acestor linii. O astfel de supraîncărcare bruscă a oricăreia din liniile L_1 sau L_2 poate avea drept

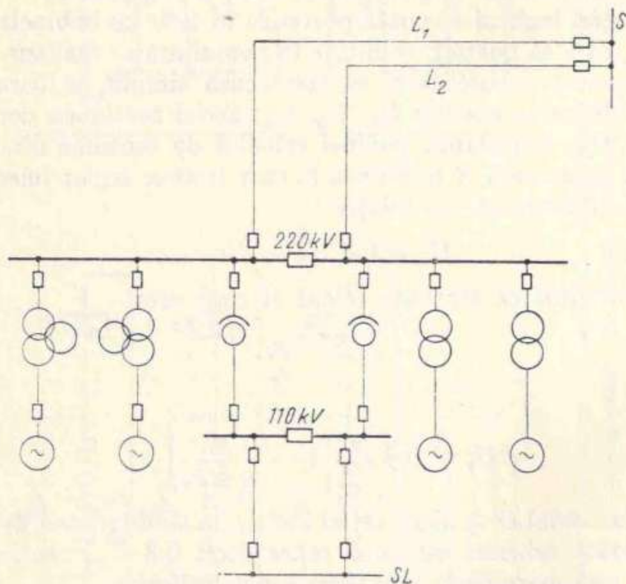


Fig. 11.21. Schema unei rețele unde e indicat să se folosească descărcarea automată a liniilor de transport.

efect fie deconectarea acesteia prin protecție și în cazul cînd această supraîncărcare a fost provocată de declanșarea anterioară a uneia dintre linii se va produce întreruperea totală a interconexiunii dintre centrala C și sistemul S cu efecte foarte grele pentru consumatorii acestuia, fie depășirea limitei de

funcționare stabilă a interconexiunii ceea ce poate duce la ieșirea totală din funcțiune a întregului ansamblu (centrala C și sistemele S și SL). Prevederea descărcării automate a liniilor L_1 și L_2 are drept scop evitarea unor astfel de avarii și are deci destinații multiple.

Descărcarea automată a liniilor în cazul unei scheme ca cea din fig. 11.21 se realizează fie prin deconectarea unui număr de grupuri din centrală (metoda cea mai frecvent utilizată) fie prin deconectarea unor consumatori din sistemul S, ceea ce presupune însă existența unor consumatori sacrificabili concentrați în stația de racord a liniilor L_1 și L_2. Numărul generatoarelor și respectiv volumul sarcinilor ce urmează a se deconecta se determină evident în prealabil prin calcule de stabilitate și de regimuri de funcționare.

După cum s-a menționat există mai multe scheme de realizare a descărcării automate a liniilor.

Una dintre cele mai simple și care acționează la constatarea supraîncărcării liniei pentru care este prevăzută, e realizată în felul următor.

Fiecare dintre liniile L_1 și L_2 este prevăzută cu cîte un releu maximal de putere reglat la o valoare determinată din calculele menționate anterior ca fiind limita a cărei depășire poate conduce la declanșarea liniei prin protecție sau la pierderea stabilității.

Acționarea releului de putere provoacă deconectarea unui număr de generatoare din centrală (sau după cum s-a arătat a unor consumatori — dacă o asemenea măsură rezultă ca eficace).

Schemele de acest tip folosesc relee maximale de putere fie în execuție trifazată, fie monofazate. În cazul folosirii releelor maximale de putere monofazate, pentru a se evita acționarea la scurtcircuite aceasta este blocată în cazul apariției unei componente inverse sau homopolare de curent. O altă schemă — întîlnită mai des și în diferite variante — acționează numai în cazul declanșării unui element de rețea a cărui deconectare (după cum rezultă din analize efectuate în prealabil) poate conduce la supraîncărcarea altora.

În schema din fig. 11.21 o astfel de situație poate apare pentru fiecare din liniile L_1 sau L_2 la declanșarea prin protecție a uneia dintre ele.

În legătură cu dispozitivele de acest fel — folosite și în sistemul nostru — se pot arăta următoarele: toate variantele de asemenea dispozitive întîlnite în practică, indiferent de principiul de funcționare, realizează controlul sarcinii prealabile a elementului declanșat care provoacă acționarea pentru ca aceasta să nu se producă în regimuri în care nu este necesară; acest control trebuie astfel realizat încît să se evite acționarea în cazurile în care înaintea declanșării elementul respectiv funcționa descărcat și s-a produs doar o creștere de curent de scurtă durată datorată unui scurtcircuit.

Schema unui astfel de dispozitiv — folosit de mai multă vreme în sistemul nostru — este cea din fig. 11.22.

După cum se observă din această schemă el este relativ complicat conținînd un număr mare de relee; schema și numărul mare de relee au fost determinate de necesitatea de a se folosi numai relee simple fabricate în țară cu eventuale mici modificări neesențiale.

În sistemul nostru acest dispozitiv este folosit atît pentru deconectarea unui număr de grupuri dintr-o centrală pentru evitarea pierderii stabilității

de funcţionare (în general această soluţie se aplică mai ales în hidrocentrale unde deconectarea de grupări nu atrage dificultăţi) cît şi pentru sacrificarea de consumatori în staţii pentru evitarea supraîncărcării periculoase a unor linii.

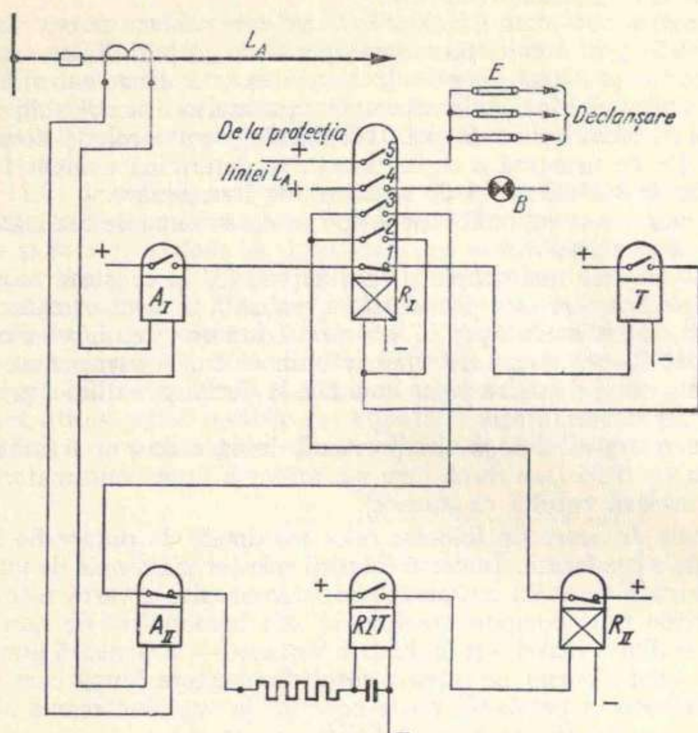


Fig. 11.22. Schemă de dispozitiv de descărcare automată a liniilor de transport la declanşarea unei linii.

Principiul şi modul de funcţionare al dispozitivului din fig. 11.22 constau în următoarele:

Linia a cărei declanşare trebuie să provoace acţionarea dispozitivului (dacă în regimul anterior declanşării era încărcată peste o anumită valoare predeterminată prin calcul) este L_A; numărul de generatoare care urmează a fi deconectate la acţionarea automatizării poate fi ales în funcţie de regimul de funcţionare cu ajutorul ecliselor E.

Sarcina prealabilă a liniei L_A este controlată cu ajutorul releelor maximale de curent A_I şi A_{II}. Se folosesc relee de curent dat fiind că relee de putere reglabile reprezintă construcţii complicate şi nu se fabrică în ţară; de altfel cum puterea prealabilă care trebuie controlată este cea aparentă se pot folosi relee maximale de curent reglate corespunzător. Releele maximale A_I şi A_{II} pot fi completate şi cu relee direcţionale (avînd contactele înseriate cu cele ale releelor maximale respective) în cazul în care acţionarea automatizării trebuie condiţionată şi de sensul de circulaţie a puterii prin linie. În regim normal

de funcționare, în momentul în care circulația de putere prin linia L_A depășește valoarea corespunzătoare reglajului releului maximal de curent A_I, acesta își închide contactul, și prin contactul normal închis *1* al releului intermediar R_I se excită releul de timp T care după 6 s (timpul la care este reglat) excită releul R_I; acesta se auto-menține excitat prin contactul său *2* înseriat cu contactul normal închis al releului intermediar R_{II}. În felul acesta schema este pregătită și la declanșarea liniei L_A se produce acționarea dispozitivului care comandă prin contactul 5 al releului R_I deconectarea generatoarelor (sau respectiv a consumatorilor) în conformitate cu pozițiile ecliselor E. Acționarea dispozitivului se poate produce la declanșarea din orice cauză a liniei L_A, în care caz impulsul la contactul *5* al releului R_I trebuie adus de la bloccontactele întreruptorului liniei, sau numai la declanșarea prin protecție a liniei, în care caz doar aceasta trebuie să transmită impulsul la contactul *5*.

Releul de timp T trebuie reglat la o valoare cît mai mare posibilă (cea utilizată în practică este de 6 s) pentru a avea certitudinea că acționarea automaticii nu se produce în cazul în care înainte de o declanșare produsă de un scurtcircuit linia L_A este descărcată și doar în momentul apariției scurtcircuitului datorită curentului de defect releul A_I se excită; alegînd reglajul releului de timp T la o valoare mai mare decît temporizarea maximă posibilă de lichidare a defectelor un asemenea pericol este evitat.

Evident că la scăderea sarcinii prin linia L_A sub valoarea reglată, întregul dispozitiv trebuie să revină în starea inițială pentru a nu se mai produce acționarea și revenirea trebuie să se efectueze automat. Această revenire automată este realizată cu ajutorul releelor A_{II}, R_{II} și RIT. Releul maximal de curent A_{II} are contactul normal închis și este reglat la aceeași valoare ca și releul A_I; în momentul în care sarcina prin linie scade sub valoarea corespunzătoare curentului de revenire al releelor A_I și A_{II} contactul acestuia din urmă se închide și prin înserierea sa cu contactul normal închis al releului R_{II} și cu cel normal deschis *3* al releului R_I (care însă în această situație este închis de la prima excitare a releului R_I) se produce excitarea releului de timp RIT care are o mică întîrziere de ordinul 0,5 s atît la acționare cît și la revenire. Prin închiderea contactului releului RIT se excită releul R_{II} care prin deschiderea contactului său normal închis provoacă dezexcitarea releului R_I (contactul releului A_I fiind deschis) și prin aceasta revenirea întregii scheme în starea de repaus.

Întîrzierea la acționare și revenire a releului RIT este realizată cu ajutorul unei rezistențe montate în serie și a unui condensator montat în paralel cu bobina acestuia; întîrzierea la acționare este necesară pentru a nu se produce blocarea acționării în momentul declanșării liniei L_A cînd curentul acesteia devenind nul releul A_{II} își închide contactul, iar întîrzierea la revenire este necesară pentru a se realiza cu certitudine revenirea schemei la scăderea sarcinii pe linia L_A.

Din descrierea modului de funcționare a dispozitivului rezultă că în esență acesta realizează următoarele: La orice declanșare a liniei supravegheate L_A în regimuri în care aceasta a fost încărcată cel puțin 6 s înainte de declanșare cu o sarcină mai mare decît o valoare stabilită provoacă deconectări de grupuri sau consumatori, după destinație; la scăderea sarcinii sub valoarea de consemn (după ce aceasta a fost atinsă) dispozitivul revine singur în

stare de repaus. Becul *B* servește la avertizarea personalului de serviciu în toată perioada în care sarcina prin linie fiind mai mare decît cea stabilită dispozitivul este pregătit pentru acționare.

Trebuie observat un dezavantaj al schemei datorit coeficientului de revenire al releelor maximale. Datorită faptului că revenirea releului A_{II} se produce la o valoare mai mică decît cea la care se produce acționarea, și revenirea întregii scheme are loc abia cînd sarcina prin linie scade sub o valoare inferioară celei la care este necesară acționarea dispozitivului și care depinde de coeficientul de revenire.

Acest neajuns nu poate fi total evitat; el poate fi însă micșorat prin îmbunătățirea coeficientului de revenire al releelor maximale de curent folosite.

După cum s-a menționat există o mare varietate de scheme de realizare a descărcării automate a liniilor la declanșarea unor elemente de rețea încărcate, în afara celei folosite în sistemul nostru și descrise mai sus.

În cele ce urmează se descriu două astfel de scheme, folosite în alte sisteme energetice, interesante prin calitățile lor.

O primă schemă care are o largă răspîndire datorită simplicității ei este cea din fig. 11.23. Particularitățile principale ale acestei scheme constau în folosirea unui releu maximal de putere (reglabil) cum și realizarea deschiderii prin contactele acestuia a unui curent foarte mic pentru a evita deteriorarea lor; această a doua calitate este proprie și schemei anterioare unde după cum se observă atît contactul releului A_I cît și cel al releului A_{II} se deschid fără curent.

Funcționarea schemei din fig. 11.23 are loc în felul următor:

La încărcări ale liniei controlate la valori inferioare reglajului releului de putere *RP* întreaga schemă este în repaus, pozițiile contactelor diferitelor relee fiind cele din fig. 11.23. La depășirea acestei valori contactele *RP1* și *RP2* își schimbă poziția excitînd prin aceasta releul *RI* care se automenține prin contactul *RI1* și excită prin contactul *RI2* releul cu temporizare la revenire *RIT*; acesta la rîndul său excită releul de timp *RT* care după timpul reglat (mai mare decît timpul maxim de lichidare a defectelor) își închide contactul *RT2* pregătind astfel calea pentru excitarea releului de ieșire al automaticii *REA*. Schema fiind astfel pregătită, la comanda de declanșare a liniei controlate prin oricare dintre protecțiile ei, releele de ieșire ale acestora prin contactele lor *1RE* și *2RE* provoacă acționarea automaticii.

Revenirea automată a schemei, fie după acționare, fie ca urmare a scăderii din alte motive a sarcinii liniei controlate, se realizează prin deschiderea contactului *RP1* și închiderea contactului *RP*2 ale releului de putere *RP*. După cum se observă nici unul dintre aceste două contacte nu întrerup curent la deschidere ceea ce evită uzura lor. Contactul *RT*1 are rolul de a micșora curentul prin bobina releului de timp *RT* care poate sta timp îndelungat sub tensiune.

Schema are avantajul menționat de a fi relativ simplă și este sigură în funcționare în special datorită măsurii luate pentru evitarea uzurii contactelor care în anumite regimuri de funcționare pot avea un număr mare. de comutări.

Ea are însă un dezavantaj important pe care îl are de altfel și prima schemă folosită în sistemul nostru și care constă în faptul că nu poate acționa în cazul în care linia controlată este declanșată de către protecție sau din alte cauze numai din capătul opus.

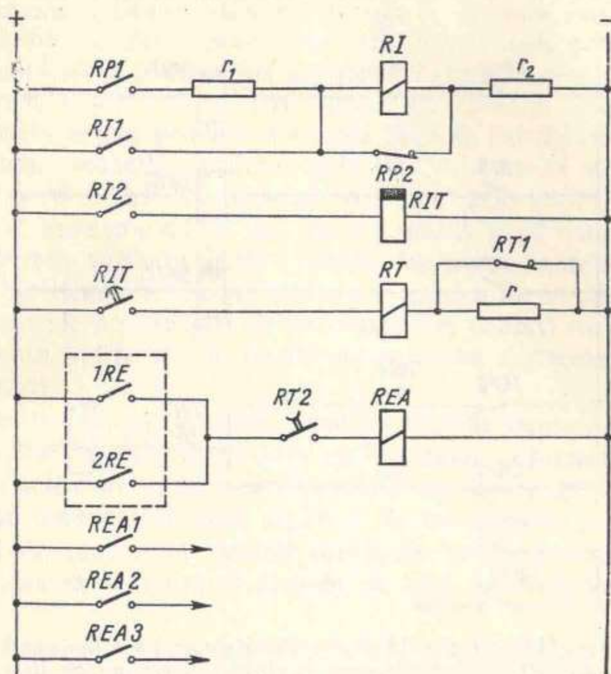


Fig. 11.23. Dispozitiv de descărcare automată a liniilor de transport folosind releu maximal de putere.

O a doua schemă folosită, care rezolvă acest important neajuns reacționînd nu la declanșarea liniei controlate ci la dispariția sarcinii acesteia este cea din fig. 11.24 care conține relee maximale și minimale de putere, și care controlează două linii L_1 și L_2, acționînd la declanșarea oricăreia din ele. În această schemă releele $1RP$ și $2RP$ sînt releele minimale de putere care au rolul de a sesiza dispariția sarcinii pe linia L_1 și respectiv L_2 provocînd acționarea dispozitivului, iar releul 3 RP este releul maximal de putere care are rolul de a controla sarcina totală a ambelor linii înainte de declanșare (fiind racordat la suma curenților secundari ai celor două linii) pentru a împiedica acționarea dispozitivului la sarcini prealabile mici.

Poziția contactelor în schema din fig. 11.24 corespunde stării de repaus a dispozitivului, cînd prin nici una dintre liniile L_1 și L_2 nu trece putere.

În regimurile în care circulația de putere prin cele două linii depășește valoarea reglată a releului maximal de putere $3RP$, releul $3RIT$ cu întîrziere la revenire se excită închizîndu-și contactul. Releele minimale de putere $1RP$ și $2RP$ care trebuie reglate fiecare doar la o valoare superioară puterii care

trece prin fiecare din linii cînd acestea sînt ținute sub tensiune au și ele evident într-un astfel de regim contactele 1*RP1* și 2*RP1* închise și deci releele cu întîrziere la revenire 1*RIT* și 2*RIT* sînt excitate, contactele lor fiind închise; în felul acesta dispozitivul de automatizare este pregătit de acționare. În momentul în care una din cele două linii declanșează (la oricare din

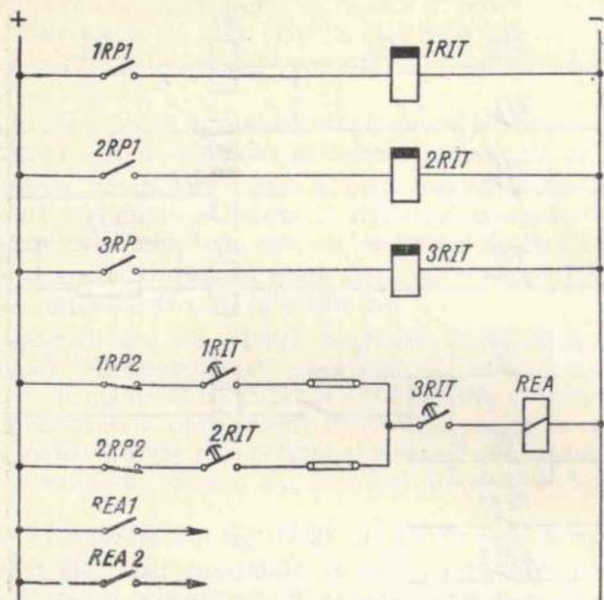


Fig. 11.24. Dispozitiv de descărcare automată a liniilor de transport care reacționează la dispariția sarcinii pe linia controlată.

capete) la releul minimal de putere corespunzător se deschide contactul 1*RP1* sau 2*RP1* închizîndu-se respectiv 1*RP2* sau 2*RP2*; prin contactele releelor cu întîrziere la revenire se produce în acest moment acționarea dispozitivului.

Rolul releelor cu întîrziere la revenire este același ca al releelor asemănătoare din schema anterioară, de a asigura pe de-o parte menținerea impulsului de acționare un timp suficient iar pe de altă parte de a întrerupe după un timp impulsul de declanșare transmis întreruptoarelor generatoarelor sau consumatorilor pentru ca acestea să fie reanclanșate dacă situația o permite. Această întîrziere este de ordinul 0,5 s.

Valoarea puterii la care trebuie reglat releul maximal de putere din această schemă este cea la care declanșarea oricăreia din cele două linii poate conduce la situații periculoase (declanșarea celeilalte ca urmare a suprasarcinii sau pierderea stabilității de funcționare).

Trebuie menționat că în cazul în care cele două linii L_1 și L_2 nu sînt paralele și au capacități de transport diferite, controlul sarcinii prealabile pentru

care este necesară acționarea automaticii, trebuie realizat prin două relee maximale de putere alimentate fiecare de curentul cîte unei linii și reglate corespunzător.

Schema dispozitivului din fig. 11.24 de mai sus, avînd avantajul menționat de a acționa indiferent de capătul unde se produce declanșarea liniilor controlate, are totuși unele dezavantaje față de schemele anterioare. Astfel, nu este prevăzută nici o temporizare a pregătirii schemei, ceea ce poate conduce la acționări false datorită creșterii puterii prin linii în timpul scurtcircuitelor; de asemeni se pot produce acționări false în cazul întreruperii circuitelor de tensiune, scăderii circulației prin linii ca urmare a scăderii consumului sau în cazul schimbării sensului circulației prin linii.

Cele trei scheme prezentate mai sus reprezintă după cum s-a menționat cîteva din diferitele variante folosite pentru descărcarea automată a liniilor la declanșarea unor elemente de rețea și din prezentarea lor se pot distinge unele calități generale ale acestui gen de automatizare, calități care este de dorit să fie satisfăcute indiferent de modul de realizare a dispozitivului și care sînt următoarele:

— Schema trebuie să revine automat în stare de repaus, atît la scăderea puterii sub valoarea celei pentru care este necesară acționarea, cît și întotdeauna după acționare pentru a fi posibilă repunerea generatoarelor sau consumatorilor deconectați dacă regimul de funcționare permite.

— Releul de control al sarcinii prealabile a liniei a cărei declanșare provoacă acționarea automaticii trebuie să aibă un coeficient de revenire cît mai bun.

— Verificarea sarcinii prealabile trebuie efectuată o durată suficient de mare pentru a nu se produce acționarea la declanșarea unei linii prin care a trecut o putere mare doar în intervalul existenței unui defect.

— Este de dorit să se realizeze o astfel de schemă încît fluctuațiile sarcinii în jurul celei reglate să nu ducă la uzura periculoasă a unor contacte de relee care să provoace acționări intempestive sau refuzuri de acționare.

— Este de dorit ca acționarea automaticii să se producă la declanșarea liniei controlate (dacă sarcina prealabilă face necesară acționarea) indiferent de cauza care o provoacă și indiferent de capătul în care s-a produs declanșarea.

În legătură cu folosirea automaticii de descărcare a liniilor de transport la declanșarea unor elemente de rețea, automatică eficace și simplă, trebuie menționat în final că pentru a realiza scopurile propuse prin folosirea ei, trebuie făcută o analiză judicioasă a condițiilor în care trebuie să acționeze, în speță a valorii sarcinii prealabile declanșării și a grupurilor sau consumatorilor care trebuie deconectați; această analiză constă după caz în verificarea capacităților de încărcare a instalațiilor rămase în funcțiune și a căror descărcare se dorește.

11.7. DEBUCLAREA REȚELELOR LA APARIȚIA PENDULAȚIILOR

Pierderea stabilității de funcționare a unui sistem energetic constituie o avarie foarte gravă care poate conduce la ieșirea totală din funcțiune a generatoarelor; din acest motiv se acordă deja de multă vreme o atenție deosebită măsurilor menite să împiedice apariția fenomenelor de instabilitate (configurații adecvate ale rețelelor, timpi scurți de lichidare a defectelor, menținerea circulațiilor de putere sub anumite limite etc.), precum și realizării unor automatizări care să sesizeze apariția acestor fenomene și să acționeze în sensul lichidării regimurilor periculoase de acest fel. Se cunosc mai multe tipuri de asemenea automatizări, fiecare valorificînd anumite manifestări caracteristice fenomenelor de instabilitate și prezentînd avantaje și dezavantaje.

După cum s-a văzut (cap. 2) unul din fenomenele cele mai caracteristice pierderii stabilității de funcționare îl constituie apariția unor oscilații periodice de curent pe liniile de interconexiune dintre centrale și respectiv de tensiune pe barele centralelor și stațiilor.

Pornindu-se de la acest fenomen caracteristic pierderii stabilității s-au realizat dispozitive care sesizează apariția unor scăderi și creșteri succesive repetate ale curentului și tensiunii, așa-numitele *pendulații* și provoacă în aceste condiții după un anumit timp deconectarea legăturilor dintre centralele care „pendulează" între ele, realizînd astfel ceea ce se numește *debuclarea rețelei*, și conducînd la lichidarea regimului instabil. Porțiunile de sistem continuă să funcționeze izolate între ele (cu sacrificii eventuale în cazul unei zone deficitare) restabilirea funcționării în paralel efectuîndu-se sub coordonarea dispecerului.

Trebuie menționat că realizarea unor dispozitive de debuclare la apariția pendulațiilor, a căror acțiune să fie selectivă producînd debuclarea numai în acele regimuri în care situația nu se redresează de la sine (prin acționarea regulatoarelor și reprinderea în sincronism a generatoarelor) este foarte dificilă întrucît limitele de variație ale curentului și tensiunii și frecvența de variație a acestora depind de foarte mulți factori dependenți la rîndul lor de condițiile concrete de funcționare din momentul apariției avariei. Calculele, determinările experimentale și experiența de exploatare din diverse sisteme energetice au evidențiat însă că se pot considera ca nepericuloase pendulațiile avînd o perioadă mai mare de 2 s care corespund unei diferențe de frecvență între generatoarele care pendulează de 0,5 Hz; pornindu-se de la aceste concluzii dispozitivele de debuclare bazate pe sesizarea apariției unor pendulații repetate denumite și *contoare de pendulații* și care constituie tipul cel mai frecvent folosit, acționează după producerea unui anumit număr dat de pendulații, dacă perioada acestor pendulații nu depășește o anumită valoare (de ordinul a 2 s de obicei). Schema unui astfel de contor de pendulații care acționează după trei pendulații succesive ale tensiunii (la a patra scădere a tensiunii) dacă perioada T a acestora nu depășește o anumită valoare este indicată în fig. 11.25.

Funcționarea dispozitivului la apariția unor pendulații de tensiune pe barele stației unde este montat are loc în modul următor:

La prima scădere a tensiunii releele de minimă tensiune $1U$, $2U$, $3U$ montate pe cele trei faze își închid contactele excitînd releul $1RI$; sînt prevă-

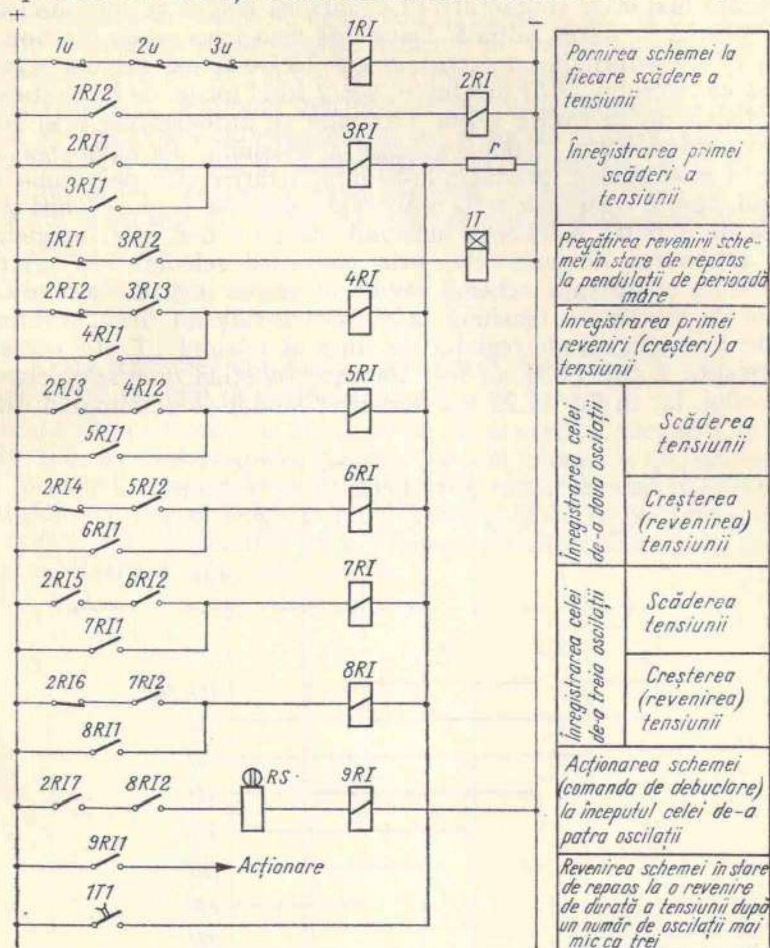


Fig. 11.25. Schema de principiu a unui contor de pendulații.

zute trei relee de minimă tensiune cu contactele înseriate pentru a nu se produce acționări la defecte în rețea, care în marea lor majoritate sînt nesimetrice. Releul $1RI$ excită prin contactul său $1RI2$ releul $2RI$ care la rîndul său excită prin contactul său $2RI1$ releul $3RI$, acesta din urmă automenținîndu-se prin contactul $3RI1$ și înregistrînd astfel prima scădere a tensiunii. La revenirea tensiunii în cadrul procesului de pendulații releele $1RI$ și $2RI$ se dezexcită dar releul $3RI$ rămîne excitat. În felul acesta prin contactul $2RI2$ reînchis înseriat cu contactul $3RI3$ se excită releul $4RI$ care se auto-

menține prin contactul $4RI1$ și înregistrează astfel prima revenire a tensiunii; totodată prin contactul $1RI1$ reînchis înseriat cu contactul $3RI2$ se excită releul de timp $1T$ care constituie organul de blocare a acționării la pendulații de perioadă mare întrucît în cazul în care tensiunea rămîne la o valoare ridicată o durată mai mare contactul 1T1 shuntează bobina releului $3RI$ aducînd întreaga schemă în starea inițială. Dacă însă tensiunea scade din nou înainte ca releul 1T să-și închidă contactul, releul $2RI$ este excitat din nou și prin închiderea contactului $2RI3$ (contactul $4RI2$ fiind închis de la creșterea anterioară a tensiunii) se excită releul $5RI$ care se automenține prin contactul $5RI1$ înregistrînd astfel a doua scădere a tensiunii. Funcționarea schemei continuă în mod analog, producîndu-se înregistrarea celei de-a doua reveniri a tensiunii, apoi a celei de-a treia scăderi și celei de-a treia reveniri și în sfîrșit la cea de a patra scădere a tensiunii (care nu mai este înregistrată) se produce acționarea dispozitivului prin contactul releului $9RI$. Acționarea nu se produce și întreaga schemă revine în starea inițială dacă oricare din perioadele de revenire a tensiunii la o valoare ridicată (întîi, a doua sau a treia) este mai mare decît reglajul de timp al releului $1T$. În manșeta din partea dreaptă a fig. 11.25 au fost indicate funcțiile diverselor circuite ale dispozitivului, iar în fig. 11.26 s-a prezentat modul de acționare a diferitelor

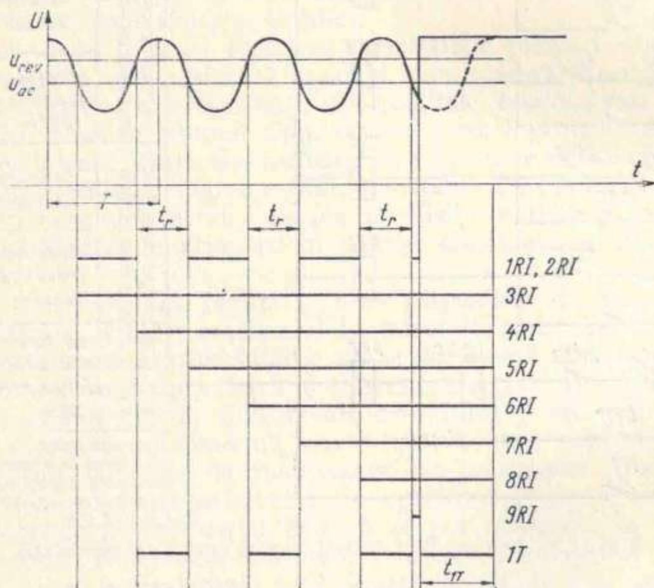


Fig. 11.26. Funcționarea contorului de pendulații la pendulații de perioadă mică.

relee din schemă în cazul unor pendulații a căror perioadă este mică astfel încît la începutul celei de-a patra pendulații se produce comanda de declanșare prin contactul $9RI1$.

În fig. 11.26 s-au prezentat prin linii pline perioadele de timp în care bobinele diferitelor relee sînt excitate și s-a indicat și valoarea reglată t_{1T} a

temporizării releului $1T$. În determinarea momentelor în care se produce excitarea și dezexcitarea diferitelor relee s-a ținut seama de coeficientul de revenire al releelor de minimă tensiune. După cum se observă din diagrama din fig. 11.26 intervalele de timp t_r în care releul $1T$ este excitat sînt mai mici decît perioada de oscilație, depinzînd de aceasta, dar și de forma curbei de variație a tensiunii și de valorile maxime și minime ale acesteia, precum și de tensiunea de acționare și cea de revenire a releelor $1U$, $2U$ și $3U$.

După cum s-a menționat fenomenele de instabilitate sînt foarte complexe, nu se desfășoară întotdeauna la fel și forma și parametrii curbei de variație a tensiunii nu se pot predetermina precis prin calcul. Din aceste motive, pe baza cercetărilor teoretice și experimentale și a experienței de exploatare tensiunea de acționare a releelor de minimă tensiune se alege de obicei cu relația

$$U_{ac} = \frac{U_{MIN}}{1,2 - 1,3}$$

unde U_{MIN} este tensiunea minimă de exploatare din nodul de rețea respectiv, iar temporizarea releului de timp $1T$ se alege de 1—3 s.

În afara dispozitivelor de tipul *contor de pendulații* care sînt în general răspîndite și se execută și în alte variante, se mai folosesc și dispozitive bazate pe alte principii, respectiv pe valorificarea altor fenomene caracteristice pendulațiilor cum ar fi de exemplu modificarea periodică a mărimii și semnului puterii active, sau dispozitive care folosesc simultan mai multe fenomene pentru a se obține o siguranță mărită.

12

EXPLOATAREA INSTALAȚIILOR DE PROTECȚIE ȘI AUTOMATIZARE

12.1. GENERALITĂȚI

O condiție esențială în îndeplinirea rolului pentru care sînt prevăzute instalațiile de protecție și automatizare este menținerea lor în stare de funcționare, pentru a interveni corect în cazul apariției diferitelor perturbații în sistemul energetic. Faptul că defectele nu sînt periodice sau sistematice, ci întîmplătoare și că au cele mai variate aspecte, îngreunează condițiile de funcționare corectă a instalațiilor de protecție și în multe cazuri chiar aprecierea modului de acționare. Tocmai datorită acestor greutăți, pentru mărirea fiabilității instalațiilor, în tehnica de specialitate s-au elaborat instrucțiuni pentru verificarea, încercarea și întreținerea acestora.

De asemenea o contribuție importantă în buna exploatare a instalațiilor de protecție și automatizare o are personalul destinat pentru aceasta, care trebuie să posede cunoștințele, experiența și aparatajul (aparate, scule și dispozitive) corespunzător cerințelor din acest domeniu. Patrimoniul documentar ce posedă personalul de deservire este un factor important care influențează calitatea și durata instalațiilor. Dintre cele mai importante materiale documentare sînt de menționat: schemele reale ale instalațiilor, instrucțiunile tehnice interne adaptate la specificul local, buletinele și planurile periodice de verificare.

Înainte de punerea în funcțiune și în timpul exploatării instalațiilor de protecție și automatizare, trebuie verificate și reglate diferite mărimi electrice. Pentru aceasta este necesar să se realizeze condiții similare defectelor care apar în sistemele energetice și să se măsoare parametrii lor.

În practica acestor verificări cele mai des folosite sînt variațiile de curent și de tensiune, care imită în general suprasarcinile și scăderile de tensiune, sau variațiile impedanței, atunci cînd acestea sînt combinate. În consecință, este necesar să se determine prin măsurare limitele variațiilor curentului tensiunii, defazajului, timpului în care se petrec anumite modificări în schemă cum și alte mărimi.

În cele ce urmează, vom descrie sumar principalele aparate de măsurat, dispozitive de încercare și de control, indicatoare speciale etc., folosite în acest domeniu. Vom da întîietate aparatajului construit în țară și celui întîlnit mai des în practica laboratoarelor care răspund de buna funcționare a instalațiilor de protecție prin relee și automatizare din sistemul nostru energetic.

12.2. APARATE FOLOSITE PENTRU VERIFICAREA INSTALAȚIILOR DE PROTECȚIE ȘI AUTOMATIZARE

Aparatele de măsurat cele mai folosite pentru verificarea, punerea la punct și stabilirea reglajelor definitive ale elementelor de protecție prin relee și de automatizare din sistemele energetice, sînt cele portative. Întrucît pentru reglarea și punerea la punct a acestor elemente nu se cere o precizie mărită, în majoritatea cazurilor se utilizează aparate cu clasa de precizie 0,5; 1; 1,5 și chiar mai mult, care sînt satisfăcătoare pentru probele necesare unor concluzii corespunzătoare. În afară de aceasta, aparatele de măsurat cu clase de precizie ridicate (etalonate din clasele 0,2 sau 0,5) au un consum propriu mare, deci necesită surse de alimentare puternice. Folosite în anumite condiții, etaloanele cu consum mare pot duce la măsurări eronate, de exemplu, în cazul măsurării căderilor de tensiune, în montaje cu rezistențe proprii, comparabile cu cele ale aparatului de măsurat. Aparatele etalon au și marele dezavantaj că nu sînt transportabile.

12.2.1. Aparate de măsurat universale

O largă utilizare o au aparatele de măsurat universale de diferite tipuri, pentru curent continuu și alternativ. Acestea permit măsurarea tensiunii sau a curentului electric între limite largi și cu precizie destul de mare (1% în curent continuu și 1,5% în curent alternativ). Limitele de măsurare sînt cuprinse între 0,2 V în curent alternativ sau 60 mV în curent continuu și 600 V respectiv între 0,2 mA și 6 A. Limitele de măsurare se pot extinde dacă se folosesc transformatoare de măsură, șunturi sau rezistențe adiționale. Rezistența interioară a aparatelor universale folosite în laboratoare este cuprinsă între 330 și 1000 Ω/V pe partea de curent alternativ și între 1000 și 20 000 Ω/V pe partea de curent continuu. Faptul că au domeniile de măsură mari, că nu sînt influențate de variația frecvenței între limite largi (16—10 000 Hz) și au greutatea mică face ca aceste aparate să fie nelipsite din trusa oricărei echipe de verificare a releelor.

În tabelul 12.1 sînt indicate principalele caracteristici tehnice ale unor tipuri de aparate universale mult utilizate în țara noastră. Din tabelă se poate observa că cel mai convenabil este tipul AVOMET, deoarece are scala

de 60 V care este cea mai folosită în practica măsurărilor din acest domeniu. În plus aproape toate mărimile se pot măsura pe două scări diferite. De exemplu, tensiunea de 50 V se poate măsura pe scara de 60 V și pe cea de

Tabelul 12.1

Tipul	Limitele de frecvență	Limitele de măsurare	Diviziuni pe scară	Rezistența interioară Ω/V
$U_1$315	45–1 000	2,5/10/25/100/250/500/1 000 V ≈ 2,5/10/25/100/250/1 000/5 000 mA ≈	50	≈ 1 000
AVOMET*)	20–500	1,2/6/12/30/60/120/300/600 V ≈ 1,2/3/12/30/120/300/1 200/6 000 mA ≈	60	≈] 1 000
EAW	16–10 000	1,5/6/15/30/150/300/600 V 1,5/6/30/150/600/1 500/6 000 mA	30	– 20 000 ~ 1 000
R.F.T.	20–500	1,5/6/30/150/300/600 V ≈ 3/15/60/300/1 500/6 000 mA ≈	30	– 1 000 ~ 333

*) Noile aparate au caracteristici superioare și au inclus în același aparat posibilitatea de măsurare a rezistențelor.

120 V. Acest fapt dă posibilitatea unui control permanent asupra stării aparatului, chiar în timpul măsurărilor. Caracterul scării, diviziunile imprimate și coeficienții de multiplicare, judicios stabilite ușurează destul de mult calculele și citirea valorilor măsurate. De asemenea, ca și alte tipuri de aparate,

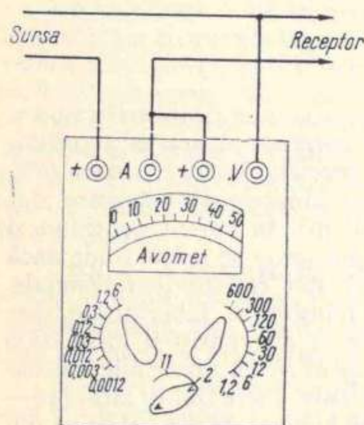


Fig. 12.1. Montaj pentru măsurarea curentului și a tensiunii

acesta permite folosirea unor montaje speciale, care fac posibilă măsurarea curentului și a tensiunii fără a mai fi nevoie de schimbarea conexiunilor, ci numai prin manevrarea comutatoarelor respective (fig. 12.1). Un alt avantaj

important este și acela că se trece de la valori mari spre valori mici, ceea ce ferește aparatul de posibilitatea distrugerii cînd se fac erori de manevrare de la măsurarea curentului la măsurarea tensiunii și invers. Acest lucru nu este posibil la aparatul RFT, care are numai două borne de racordare, iar trecerea comutatorului de la măsurarea tensiunii la măsurarea curentului se face prin întreruperea curentului și schimbarea montajului.

Aparatul EAW are, în afara rezistenței interioare mari, și un grad de amortizare a acului indicator destul de ridicat, fapt care îl face să nu înregistreze fidel toate variațiile de scurtă durată ale mărimilor măsurate.

Principiul de construcție a sistemului mobil la tipul EAW (cadrul mobil fiind suspendat) face ca aparatul să poată fi folosit numai în poziție orizontală. Datorită acestei particularități, nu este recomandat a se transporta aparatele decît după ce se iau măsuri speciale împotriva șocurilor. Aparatul are un sistem de blocare mecanic, care nu permite comutarea pe diferite scale, decît după ce se întrerupe sau se șuntează circuitul măsurat.

12.2.2. Aparate pentru măsurarea curentului

În domeniul verificărilor instalațiilor de protecție și automatizare trebuie măsurați curenți continui și alternativi de cele mai diferite valori, de la miliamperi și pînă la mii de amperi. De asemenea, condițiile ce se impun în multe cazuri sînt destul de grele, astfel încît aparatele de măsurat obișnuite nu sînt întotdeauna capabile să le satisfacă. De exemplu, la măsurarea curentului de dezechilibru din circuitul de diferență al protecției diferențiale sau a curentului de dezechilibru al filtrului de secvență homopolară, în funcționarea normală a instalației este necesară determinarea unui curent de ordinul zecilor de miliamperi, fără să se introducă în circuitul respectiv o rezistență mai mare de cîțiva ohmi. Acest lucru este destul de greu de realizat cu aparatele de măsură obișnuite. În acest caz, se fac montaje speciale și se folosesc aparate speciale, care să nu falsifice măsurările.

Exceptînd cazul amintit mai sus și alte cîteva mai speciale, în marea majoritate a lucrărilor de verificare a instalațiilor de protecție și de automatizare este necesar să se măsoare curenții de acționare și de revenire ai releelor maximale sau minimale de curent ai releelor intermediare etc., curenți care pot avea valori foarte diferite.

În funcție de parametrii nominali ai releului care se încearcă, se alege aparatul de măsurat corespunzător. De exemplu, pentru releele intermediare ale protecțiilor de distanță, care funcționează la valori de ordinul zecilor de miliamperi se alege un miliampermetru, iar pentru releele protecțiilor maximale de curent, ale căror valori de acționare sînt de 5—10 A, se alege un ampermetru corespunzător.

Sînt cazuri în care trebuie măsurați curenți de ordinul sutelor și miilor de amperi (ca în cazul verificării transformatoarelor de măsură), ceea ce nu este posibil cu aparate directe. În acest caz, pentru curent alternativ se folosesc transformatoare de măsură etalon speciale, iar pentru curent continuu se folosesc șunturi, care permit măsurări precise și la valori oricît de mari.

În practica laboratoarelor din ţara noastră se folosesc aparate de măsurat de 5 A de diferite tipuri (METRA, IRME etc.) cu transformatoare de măsură cu raport variabil.

Transformatoarele de măsură sînt foarte bune numai în cazurile cînd sursele de încercare sînt destul de puternice, întrucît pot introduce erori datorite consumului propriu destul de important. Pentru a se evita dezavantajul semnalat, se folosesc ampermetre directe cu scară peste 5 A şi clasă de precizie mai mică (1,5—2,5), care însă nu se construiesc pentru valori mai mari de 100 A (tipul METRA şi altele).

12.2.3. Aparate pentru măsurarea tensiunii

Măsurarea tensiunii pune uneori probleme dificile în tehnica protecţiei prin relee. De exemplu, rezistenţa interioară a aparatului de măsurat este factorul cel mai important care condiţionează întotdeauna corectitudinea măsurării, pentru unele cazuri mai speciale.

Dacă dorim să măsurăm valoarea tensiunii pe fază a unui sistem trifazat, simetric, de rezistenţe sau impedanţe, necesar pentru realizarea unui punct neutru artificial, trebuie să ţinem seama că un aparat de măsurat cu rezistenţa interioară comparabilă cu acea a sistemului, va introduce erori mari în rezultatele obţinute. Pentru evitarea acestui neajuns, este absolut necesară folosirea unui aparat de măsurat cu rezistenţă interioară peste 1000 Ω/V şi cu domeniul de măsurare cel mai mare. Din practică se cunoaşte că folosirea chiar a aparatelor cu 300 Ω/V (cum sînt tipurile vechi de AVOMET şi altele) duce la erori grosolane (deplasează punctul neutru artificial şi deci modifică valorile reale ale tensiunilor pe fază).

La fel se întîmplă şi în cazul măsurării tensiunilor de dezechilibru la bornele rezistenţelor sau impedanţelor alimentate de la surse slabe, cum se poate întîlni la organele de măsură ale protecţiilor de distanţă, la releele diferenţiale care folosesc transformatoare cu saturaţie rapidă etc. În toate aceste cazuri se folosesc voltmetre speciale, cu rezistenţa interioară mare, magnetoelectrice sau electronice, care deşi în unele cazuri au precizie mai mică satisfac condiţiile impuse mai sus.

În afara măsurării tensiunilor electromotoare şi a variaţiei acestora, voltmetrele, în special cele magnetoelectrice, determină polul pozitiv sau negativ al surselor electrice, lucru de mare importanţă în tehnica protecţiei prin relee şi a automatizărilor. Gama de folosire a voltmetrelor pentru măsurarea tensiunii este destul de largă şi merge în curent alternativ de la valori de ordinul milivolţilor pînă la zeci şi chiar sute de volţi, iar în curent continuu de la milivolţi pînă la sute de volţi.

Pentru extinderea zonelor de folosire a aparatelor obişnuite pînă la cel mult 600 V se folosesc metodele clasice, cu rezistenţe adiţionale; la valori mai mari, se folosesc pentru curent alternativ transformatoare de măsură sau divizoare capacitive, iar pentru curent continuu rezistenţe.

În măsurările necesare pentru determinarea tensiunilor, în marea majoritate a cazurilor clasa de precizie 1,5—2,5 este satisfăcătoare.

12.2.4. Aparate sau metode pentru măsurarea unghiului

În domeniul protecției prin relee și al automatizărilor, se întîlnește destul de des necesitatea de a se măsura unghiul dintre curent și tensiune, dintre doi sau mai mulți curenți și dintre două sau mai multe tensiuni. Metoda de măsurare se alege în funcție de mărimile al căror unghi de defazaj trebuie determinat.

Măsurarea cu ajutorul wattmetrului. Se folosește pentru determinarea unghiului de defazaj φ dintre curentul și tensiunea unui circuit, folosindu-se relația $\cos \varphi = \frac{P}{S}$, unde P este puterea activă, iar S — puterea aparentă.

Pentru măsurarea puterii active se folosește cel mai adesea un *wattmetru electrodinamic*, de regulă portativ, cu clasa de precizie 0,5 și cu mai multe game de măsurare pentru curent și tensiune. Este cunoscut că expresia matematică a puterii active măsurate de un wattmetru în montaj obișnuit este

$$P = UI \cos \varphi \tag{12.1}$$

în care: U este tensiunea eficace aplicată circuitului;
I — curentul eficace care trece prin wattmetru;
$\cos \varphi$ — factorul de putere al circuitului măsurat.

Puterea aparentă se determină cu ajutorul unui ampermetru și al unui voltmetru, legați în același circuit ca wattmetrul și citiți simultan cu acesta. Cunoscîndu-se că puterea aparentă se exprimă prin relația

$$S = U \cdot I, \tag{12.2}$$

în care U și I sînt aceleași ca mai sus, rezultă că factorul de putere se calculează cu raportul

$$\cos \varphi = \frac{P}{UI} = \frac{P}{S}, \tag{12.3}$$

iar unghiul φ se poate determina din tabele sau cu ajutorul riglei de calcul, atunci cînd precizia respectivă este suficientă.

Cu toate că indicațiile wattmetrului depind de sensul energiei (lucru de care se ține seama la racordarea circuitelor de la bornele sale polarizate), totuși unghiul determinat prin această metodă nu este precizat complet printr-o singură măsurare. Aceasta se poate vedea imediat din exemplul reprezentat în diagrama din fig. 12.2, în care s-a luat ca axă de referință fazorul tensiunii. Wattmetrul indică aceeași putere activă, atît pentru curentul I defazat cu unghiul φ față de tensiune, cît și pentru curentul I' defazat înainte față de tensiune cu unghiul $\varphi' = 360 - \varphi$.

Măsurarea cu ajutorul diagramei wattmetrice. Pentru determinarea corectă a unghiului este necesară încă o măsurare cu wattmetrul, folosind alt fazor de curent sau tensiune. Dacă se cunosc elementele componente ale circuitului— (inductanță sau capacitate) — problema este mai ușor de rezolvat. În cazul cînd nu se cunosc alte date despre circuitul respectiv, se

determină fazorul de curent prin repetarea măsurărilor cu wattmetrul, luîndu-se ca referință, succesiv, toate cele trei tensiuni ale unui sistem, trifazat simetric.

Matematic, în acest caz problema se reduce la determinarea unui punct în planul sistemului de fazori format din cele trei tensiuni pe faze sau între faze ale sistemului trifazat alternativ, care sînt dispuse simetric la

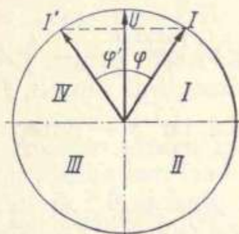


Fig. 12.2 Variația cosinusului în cadranele I și IV.

cîte 120° una față de alte și într-o anumită succesiune. Punctul căutat este vîrful fazorului de curent a cărui origină coincide cu origina fazorilor de tensiune. Această operație mai este aplicată și pentru determinarea fazorului de curent sau de tensiune, determinare foarte necesară pentru aprecierea corectitudinii montării protecției diferențiale a transformatoarelor sau a generatoarelor, a protecției direcționale de putere, a releelor de control al sincronismului etc.

Practic, poziția unui fazor de curent cu ajutorul diagramei vectoriale se determină în modul următor:

— se verifică simetria sistemului de tensiuni adoptat ca sistem de referință, cu ajutorul voltmetrului, prin măsurări complete ale tuturor tensiunilor (între faze și pe fază); rezultatul trebuie să fie concludent, adică tensiunile între faze să formeze un triunghi echilateral, iar tensiunile pe fază o stea simetrică;

— se determină secvența sistemului de tensiuni, cu ajutorul unui indicator de sens al cîmpului învîrtitor, și se notează dacă este directă sau inversă;

— se fac măsurări de putere cu ajutorul unui wattmetru și se notează puterile, corespunzătoare curentului care se determină cu fiecare din tenssiunile sistemului de referință adoptat;

— se verifică dacă sursa de curent este aceeași cu sursa de tensiune adoptată ca sistem de referință (dacă au aceeași frecvență).

În acest scop se alimentează înfășurarea de curent a wattmetrului cu curentul pe care dorim să-l determinăm (fig. 12.3). O atenție deosebită trebuie acordată polarității tuturor mărimilor măsurate cu wattmetrul. Se aplică la bornele de tensiune ale wattmetrului tensiunea U_{RO}, de la sistemul simetric de referință ales, astfel ca borna polarizată a wattmetrului să se conecteze cu polul R și cea nepolarizată cu polul O al sistemului de tensiune. Se consemnează indicațiile wattmetrului în această situație, ținîndu-se seama în special de semnul indicațiilor.

După această operație se lasă circuitul de curent în aceeași situație, iar circuitului de tensiune al wattmetrului i se aplică tensiunea U_{SO} a aceluiași sistem de tensiune. Se respectă aceleași convenții ca mai sus, adică

borna polarizată a wattmetrului se atinge cu polul S, iar cealaltă cu polul O. Se consemnează indicațiile wattmetrului și pentru această situație, ținîndu-se seama de semnul lor. Precizăm că măsurările realizate mai sus sînt suficiente pentru determinarea poziției fazorului de curent menționat; totuși, pentru verificarea operațiilor efectuate se vor consemna și indicațiile wattmetrului, pentru cazul alimentării înfășurării de tensiune a acestuia cu tensiunea U_{TO} în același mod ca mai sus. În mod practic această măsurare verifică imediat pe celelalte două, dacă suma algebrică a celor trei indicații wattmetrice este nulă ($P_R + P_S + P_T = 0$).

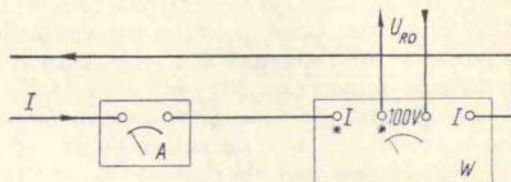


Fig. 12.3. Montajul wattmetrului și ampermetrului pentru ridicarea diagramei wattmetrice.

Datele obținute se notează într-un formular special sau într-un tabel. Cu datele obținute după indicațiile de mai sus se determină grafic poziția fazorului de curent căutat. Prelucrarea acestor date se efectuează mai comod pe o diagramă de forma celei din fig. 12.4.

În acest scop se notează indicația wattmetrului din prima măsurare, care în fond reprezintă proiecția puterii pe axa U_{RO}, și se prezintă (într-o scară convenabilă pentru toate măsurările) pe dreapta determinată de tensiunea U_{RO}, pornindu-se de la origine (centrul diagramei) spre R pentru valorile pozitive și spre $-R$ pentru valorile negative. De la capătul determinat în acest fel se ridică o perpediculară pe axa tensiunii respective. Vîrful vectorului de curent se va găsi pe această perpendiculară, însă din considerentele indicate mai sus (v. fig. 12.2 și explicația) nu i se cunoaște încă locul. Se procedează identic cu indicațiile obținute la măsurarea a doua, obținîndu-se pe axa tensiunii corespunzătoare de data aceasta, U_{SO} punctul din care se ridică o a doua perpendiculară pe axa tensiunii U_{SO}, pe care se va găsi vîrful vectorului de curent. Punctul în care se intersectează cele două perpendiculare este vîrful fazorului de curent care a trebuit determinat.

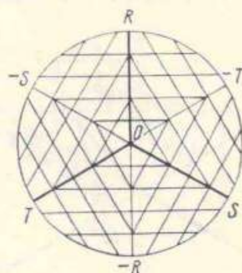


Fig. 12.4. Model de diagramă vectorială (fazorială).

Pentru verificarea măsurărilor efectuate, se procedează identic și cu indicațiile wattmetrului la a treia măsurare (cu tensiunea U_{TO}); în acest caz

dreapta ridicată perpendicular pe axa U_{TO}, din punctul determinat, trebuie să treacă prin vîrful aceluiași fazor de curent.

Pentru exemplificare, considerăm cazul cînd wattmetrul indică $P_R = 30$; $P_S = 10$ și $P_T = -40$ diviziuni (suma lor este nulă). Se trasează pe axa *RO* cele 30 diviziuni pozitive și se ridică o perpendiculară din acest punct; se trasează pe axa *SO* cele 10 diviziuni pozitive și se ridică din acest punct o perpendiculară. Locul de întîlnire este vîrful fazorului *I* (fig. 12.5). Pentru verificare, pe axa *TO* se trasează cele 40 diviziuni negative (atenție la semn) și se ridică din acest punct o perpendiculară. Se observă că toate perpendicularele se intersectează în același punct, care este vîrful fazorului de curent *I*, defazat inductiv cu 30°—60° față de U_{RO}.

După cum se vede prin această metodă se poate determina grafic poziția fazorului oricărui curent, față de tensiunile sistemului de referință ales. Precizia acestei metode depinde de mulți factori, printre cei mai importanți fiind variația parametrilor măsurați în timpul determinărilor respective, erorile aparatelor de măsurat și erorile construcției grafice. Erorile introduse datorită cauzelor menționate nu sînt atît de mari încît să pună la îndoială concluziile trase. În cele mai multe cazuri, aceste erori conduc la faptul că dreapta obținută la a treia măsurare (necesară verificării) nu mai intersectează pe primele două în același punct de intersecție a perpendicularelor determinate de indicațiile wattmetrelor, ci punctele se găsesc în vîrfurile unui triunghi a cărui suprafață este cu atît mai mică cu cît eroarea este mai mică.

Tot astfel se poate determina poziția fazorială a unei tensiuni, folosindu-se drept referință un sistem simetric de curenți trifazați.

Măsurarea cu ajutorul diagramei tensiunilor. Unghiul dintre două tensiuni este în general mai ușor de determinat dacă circuitele respective sînt legate galvanic între ele. Acesta este cazul circuitelor de măsură a tensiunilor

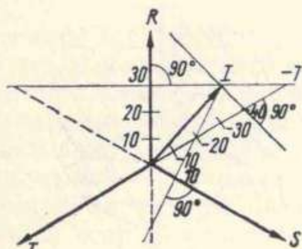


Fig. 12.5. Exemplul de trasare a diagramei vectoriale (fazorială).

cu ajutorul transformatoarelor de măsură, cînd valorile secundare ale diferitelor sisteme sînt legate galvanic între ele (legate la pămînt).

În astfel de cazuri, unghiul se determină cu suficientă precizie printr-o construcție grafică sau printr-o metodă analitică, folosindu-se măsurări cu voltmetru.

Metoda grafică este cea mai simplă și constă în reprezentarea valorilor obținute prin măsurări cu voltmetrul. Pentru aceasta, se măsoară cu voltmetrul tensiunile necesare construirii unui triunghi căruia i se determină unghiul care interesează, cu raportorul sau în alt mod.

Metoda analitică este mai mult utilizată și constă în folosirea formulei lui Pitagora generalizate

$$a^2 = b^2 + c^2 - 2bc \cos A, \tag{12.4}$$

unde laturile triunghiului reprezintă tensiunile între faze, obținute prin măsurări cu voltmetrul. Unghiul, care este singura necunoscută din ecuație, se determină prin metodele obișnuite.

Cele mai frecvente erori care se pot introduce în cazurile expuse mai sus sînt legate de folosirea aparatelor de măsurat și în special a voltmetrului. Este de dorit folosirea aparatelor cu rezistență interioară mare.

În cazul cînd trebuie să se măsoare unghiul dintre două tensiuni care nu sînt legate galvanic între ele și nici nu se poate realiza această legătură, problema este greu de rezolvat prin metodele expuse mai sus. În acest caz se folosesc alte metode mai speciale, una dintre ele, cu care putem rezolva această problemă fiind metoda cu ajutorul decalometrului de compensație (construit în țara noastră).

Măsurarea cu ajutorul decalometrului (fig. 12.6). Decalometrul de compensație cuprinde un grup de trei autotransformatoare monofazate ATr, de $380/220/110/\sqrt{3}$ V, care printr-un comutator P asigură alimentarea aparatului de la orice rețea trifazată existentă în instalațiile de joasă tensiune sau în laboratoarele electrice.

Decalorul monofazat D este realizat cu ajutorul unui selsin. Pe axul acestuia este montat un disc d, gradat de la 0 la 360°, care în mod obișnuit este blocat de un buton b.

Organul de măsurare se compune dintr-un contor monofazat K modificat. Principalele modificări ale contorului sînt: înfășurarea de curent a

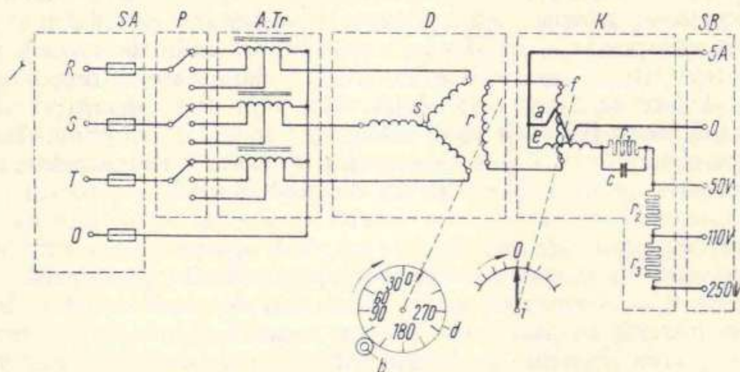


Fig. 12.6. Schema de principiu a decalometrului.

contorului este înlocuită prin două înfășurări, una de tensiune e și una de curent a. Un resort spiral realizează cuplul rezistent. Pe același ax cu discul contorului este fixat un ac indicator i, care se poate deplasa în jurul poziției o de pe un cadran. În circuitul de tensiune al organului de măsurare e este înseriat un condensator c, iar în paralel cu el o rezistență r. Condensatorul

aduce curentul bobinei de tensiune, în fază cu tensiunea aplicată. Organul de măsurare poate fi conectat la tensiunile de 50, 110 şi 250 V sau la un curent de 5 A.

Alimentîndu-se statorul *S* al decalorului cu un sistem trifazat de tensiuni alternative se obţine în rotorul *r* o tensiune constantă ca valoare şi variabilă ca fază. Această tensiune se aplică înfăşurării de tensiune *f* a organului de măsurare. La una dintre celelalte înfăşurări ale acestuia se leagă, ţinînd seama de valorile nominale ale acesteia, curentul sau tensiunea a cărui unghi de defazaj trebuie determinat.

În comparaţie cu alte aparate destinate pentru măsurarea defazajului dintre două mărimi electrice, acesta prezintă avantajul că poate măsura defazajul între două mărimi electrice, indiferent de natura lor (curent sau tensiune). El nu are precizia cosfimetrelor de laborator, însă aceasta nu este necesară, dat fiind scopul pentru care a fost construit.

Decalometrul de compensaţie este destinat pentru verificarea montării corecte a releelor direcţionale şi diferenţiale şi, în general, pentru măsurarea simplă şi comodă a defazajului dintre doi fazori de curent sau de tensiune. Pentru folosirea decalometrului, se fixează comutatorul *P* la valoarea tensiunii trifazate existente a sursei de alimentare. Se alimentează aparatul prin bornele *RST*, respectîndu-se riguros sensul cîmpului învîrtitor (succesiune directă).

Dacă se apasă pe butonul de frînare *b* al discului decalorului, acesta trebuie să se rotească în sensul acelor ceasornicului. Dacă sensul de rotire este invers, se schimbă între ele două faze ale tensiunii de alimentare. Circuitul care se măsoară, se leagă la bornele 0—5 A dacă se cercetează un curent şi la bornele 0—50 V, respectiv 110 sau 250 V, dacă se cercetează o tensiune. Se roteşte discul decalorului *d* în sensul acelor de ceasornic, pînă cînd acul indicator începe să se rotească în acelaşi sens cu discul şi ajunge la diviziunea 0. Pentru mai multă precizie, în zona de coincidenţă a indicatoarelor se va roti butonul de frînare fără apărare. Se citeşte pe discul *d* şi se notează unghiul care corespunde poziţiei 0 a indicatorului organului de măsură. Se leagă la bornele respective a doua mărime de cercetat, după care se repetă operaţiile anterioare. Diferenţa dintre cele două citiri reprezintă defazajul căutat.

Aparatul poate fi folosit şi ca indicator de sens al cîmpului învîrtitor, prin legarea sistemului trifazat de cercetat la bornele de alimentare *R S T*. Dacă la apăsarea pe butonul de frînare *b* discul se roteşte în sensul acelor de ceasornic înseamnă că succesiunea fazelor legate la borne este directă; în caz contrar, sistemul este invers. Atunci cînd lipseşte una dintre tensiuni, discul decalorului nu porneşte iar aparatul prezintă vibraţii anormale.

Metodele de determinare a unghiului descrise mai sus sînt destul de complicate, întrucît în afara măsurărilor necesită şi o construcţie grafică. Pentru micşorarea timpului de determinare, cum şi pentru mărirea preciziei, se folosesc aparate cu citire directă a unghiului de defazaj (decalometre sau alte aparate).

Măsurarea cu ajutorul cosfimetrului sau al fazometrului. Un alt aparat folosit pentru măsurarea unghiului de defazaj este cosfimetrul de laborator sau fazometrul. Acest aparat oferă un grad de precizie mărit în comparaţie cu cele descrise mai sus, însă are dezavantajul că nu poate determina decît defazajul între curent şi tensiune.

12.2.5. Aparate pentru măsurarea rezistenţei

Rezistenţele care trebuie măsurate pot fi ale conductoarelor, ale releelor, ale contactelor sau ale altor elemente din circuitele electrice, cum şi ale izolaţiei. În funcţie de ordinul de mărime al rezistenţelor ce trebuie măsurate, se va folosi metoda sau aparatul care va permite să se obţină rezultatele cele mai exacte. De exemplu, pentru rezistenţele de contact sau alte rezistenţe a căror valoare este sub 1 Ω, cea mai bună metodă de determinare este aceea a ampermetrului şi voltmetrului sau folosirea aparatelor speciale. Metoda ampermetrului şi voltmetrului este cea mai recomandată în special atunci cînd se poate alimenta circuitul care conţine rezistenţe cu curenţi mari (de ordinul sutelor sau al zecilor de amperi) şi există aparate corespunzătoare pentru aceasta.

În practica obişnuită a laboratoarelor electrice sau a echipelor de teren, se folosesc mult punţile portative tip OMEGA III (fabricaţie METRA), care permit măsurări cu o precizie de $\pm 3\%$, între 0,0001 şi 20 Ω. Pentru rezistenţe de valori foarte mici, erorile introduse de cordoanele de legătură devin atît de importante încît este absolut necesar să se ţină seama de acestea. Pentru valori medii ale rezistenţelor se folosesc în practică punţi simple (Wheatstone). Punţile portative de tipul OMEGA I (fabricaţie METRA) sau de tipul R 333 (fabricate în U.R.S.S.) sînt cele mai des întîlnite în laboratoarele electrice din ţară. Aceste tipuri, cum şi altele asemănătoare, sînt comod de manevrat, uşor de transportat şi asigură în general determinarea valorilor cuprinse între 0,5 şi 50 000 Ω sau mai mult, cu o precizie satisfăcătoare (sub 2%) . Sursa de energie necesară alimentării acestor aparate este formată din baterii uscate.

Pentru valori medii şi măsurări orientative ale rezistenţelor, se mai folosesc şi ohmmetre de diferite tipuri, cu citire directă. Pentru valori mari ale rezistenţelor (peste 100 000 Ω) aşa cum sînt rezistenţele de izolaţie, se folosesc aparate speciale de tip megohmmetru (numit în practică inductor).

Megohmmetrele folosite în acest domeniu se deosebesc în primul rînd după tensiunea de măsurare a rezistenţei. Cele mai mult folosite în practică sînt cele cu tensiunile de 250 V, 500 V, 1000 V şi 2500 V. Principiul de funcţionare al tuturor tipurilor de megohmmetre este acelaşi, ele deosebindu-se prin unele părţi constructive şi prin tensiunea nominală a aparatului.

În linii mari un megohmmetru este compus din două părţi distincte şi anume:

— Partea care produce energia electrică necesară circuitului de măsurare respectiv; aceasta este un generator de curent continuu obişnuit, realizat cu ajutorul unui inductor cu manivelă compus dintr-un magnet permanent în cîmpul căruia se roteşte un indus bobinat. Construcţia indusului şi a magnetului permanent diferă în funcţie de tensiunea electrică.

— Instrumentul de măsurare a curentului din circuitul măsurat; acesta este un logometru obişnuit pentru megohmmetrele de 250—1 000 V şi unul special pentru cele de 2 500 V. Este folosit sistemul de măsurare logometric (cu două cadre mobile încrucişate) pentru a se micşora erorile cauzate de variaţia tensiunii aplicate acestui circuit. Variaţia este cauzată de faptul că generatorul de curent (inductorul cu manivelă) este rotit manual (cu circa 120 rot/min), deci nu are o turaţie riguros constantă.

Măsurarea impedanţelor, respectiv a inductanţelor sau a capacităţilor, se efectuează în mod obişnuit prin metoda ampermetrului şi voltmetrului, la frecvenţa industrială, formulele de calcul fiind:

— pentru inductanţe,

$$U = X_l I = L\omega I = LI\, 2\pi f; \tag{12.5}$$

— pentru capacităţi,

$$U = X_c I = \frac{I}{\omega C} = \frac{I}{2\pi f C}. \tag{12.6}$$

Atunci cînd se cere o precizie mărită sau cînd condiţiile de determinare sînt mai speciale pentru determinarea acestor mărimi, se folosesc punţi speciale, utilizate mai mult în domeniul electronicii.

12.2.6. Aparate pentru măsurarea frecvenţei

Necesitatea de a se măsura frecvenţa curentului alternativ folosit în diferite scopuri (alimentarea releelor de descărcare automată a frecvenţei DAS, de reanclanşare automată după frecvenţa RAS etc.) este evidentă. Pentru măsurarea frecvenţei se folosesc aparate indicatoare de cîteva categorii, dintre care în continuare amintim pe cele mai larg utilizate.

Frecvenţmetrul cu lamele vibratoare (aşa-numitul *sistem rezonant*). Aparatul portativ tip M (fabricaţie EAW) are limitele de măsurare a frecvenţei de la 45 la 55 Hz şi alimentarea la 110—380 V. Consumul propriu mic (circa 4 mA) face ca aparatul să nu ridice probleme complicate la măsurare, chiar atunci cînd sursa nu este puternică.

Cel mai folosit în practica automatizărilor electrice este aparatul tip KLL (fabricaţie METRA), întrucît are limite largi atît la măsurare (40—60 Hz) cît şi la alimentare (50—250 V). Acest lucru este important, întrucît la reglarea releelor de frecvenţă ale dispozitivelor de descărcare automată după frecvenţă este necesar să se stabilească funcţionarea releelor respective la valori sub 45 Hz. Din acest motiv este indicat aparatul tip KLL, care are posibilitatea de a măsura frecvenţe începînd de la 40 Hz, spre deosebire de celelalte tipuri care nu permit măsurători decît de la 45 Hz.

Frecvenţmetrul cu ac indicator. Din această categorie, aparatul cu logometru este cel mai des întîlnit. Aceste aparate au o clasă de precizie de 3—4%, însă eroarea lor absolută se poate micşora prin îngustarea limitelor de măsurare. Astfel, un frecvenţmetru cu limitele de 48—52 Hz, cu o scală de 4 Hz, are la o precizie de 4% o eroare absolută de 0,16 Hz, ceea ce pentru frecvenţa uzuală de 50 Hz reprezintă 0,32%. Avantajul mare care-l prezintă aceste aparate nu este numai precizia ridicată a măsurării, ci şi faptul că acul indicator permite şi citirea zecimilor de perioadă, lucru destul de dificil la aparatele cu lamele vibratoare. Datorită sistemului adoptat frecvenţmetrul cu ac indicator este un aparat mai greu şi mai dificil de transport decît cel cu lamele vibratoare; mai prezintă dezavantajele unui consum propriu mare şi a faptului că nu se admit variaţii mai mari ale tensiunii sursei de alimentare.

12.2.7. Aparate pentru măsurarea timpului

Determinarea timpului de acționare al unei instalații sau al unui releu este un factor important pentru aprecierea justă a comportării acestuia în funcția pentru care a fost destinat. Limitele între care variază acest timp de acționare sînt foarte largi. Astfel, timpul propriu al unui releu ultrarapid este de cîteva milisecunde, iar timpul de acționare al unui releu termic este de cîteva minute. În funcție de elementul măsurat, se alege aparatul sau dispozitivul cel mai corespunzător. În continuare, vom descrie unele dintre cele mai uzuale aparate cu ajutorul cărora măsurăm timpul.

Cronometrul cu mecanisme de orologerie acționat de un resort, cu pornire și cu oprire comandată manual. Este așa-numitul *cronometru de buzunar*, folosit la etalonarea contoarelor electrice. Acesta are un domeniu larg de măsurare, (de la zecimi de secundă pînă la minute) cu o precizie satisfăcătoare. Dezavantajul principal al acestui tip de cronometru este acționarea manuală din care cauză aparatul nu se poate sincroniza perfect cu elementul măsurat. În afară de aceasta, aprecierea momentului de pornire sau de oprire este diferită de la un operator la altul și chiar la aceiași persoană nu este constantă. De aceea, erorile ce se pot introduce sînt destul de mari, mai ales atunci cînd se măsoară timpi de ordinul zecimilor de secundă sau mai mici. Rămîne indicat să se folosească aceste cronometre numai pentru măsurări orientative sau atunci cînd se măsoară timpi de ordinul zecilor de secunde sau al minutelor. Pentru aceste cazuri, eroarea introdusă de cronometru nu mai influențează măsurile.

Cronometrul acționat cu motor sincron, cu pornire și oprire comandată electric. Tipul cel mai larg răspîndit în laboratoarele electrice de la noi din țară este cel construit de fabrica KRIZIK (fig. 12.7). Cronometrul electric cuprinde:

— un motor sincron M, care poate fi alimentat cu tensiune alternativă de 110 V sau 220 V, la 50 Hz;

— o cuplă electromagnetică C, care are rolul de a cupla un sistem de roți dințate cu axul motorului sincron; sistemul de roți dințate transmite miș-

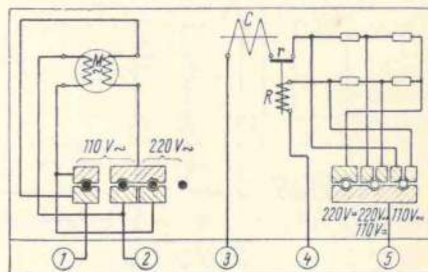


Fig. 12.7. Schema interioară a cronometrului KRIZIK.

carea motorului sincron la două ace indicatoare, care deviază în fața a două cadrane, gradate unul în zecimi sau sutimi de secundă, iar celălalt în secunde. În general, cadranul mare este divizat în sutimi de secundă, tot cadranul avînd 100 diviziuni, adică o secundă; cadranul mic este divizat în secunde și

cuprinde un domeniu de 20 s; sînt şi unele tipuri care au un domeniu de la 0—200 s sau mai mult, dar acestea sînt mai rare în laboratoarele din ţara noastră;

— un releu electromagnetic *R*, care poate întrerupe circuitul cuplei electromagnetice, deci poate opri în orice moment rotirea acelor indicatoare.

După cum se poate vedea în figură, acest cronometru sau secundometru electric măsoară timpul din momentul în care cupla electromagnetică se cuplează cu axul motorului sincron şi pînă cînd circuitul cuplei se întrerupe. În tot acest interval motorul sincron se roteşte cu viteza lui nominală. Timpul măsurat de acest cronometru se calculează prin însumarea indicaţiilor celor două ace indicatoare.

Citirea se face direct atunci cînd sursa de alimentare respectă parametrii nominali ai cronometrului, adică frecvenţa curentului alternativ este de 50 Hz. În cazul cînd frecvenţa este alta, timpul măsurat se corectează cu formula

$$T_m = \Sigma\alpha \frac{f_n}{f_r}, \tag{12.7}$$

în care: T_m este timpul măsurat, în s;
α — suma indicaţiilor acelor indicatoare;
f_n — frecvenţa nominală pentru care a fost construit cronometrul, în Hz;
f_r — frecvenţa sursei de alimentare, în Hz.

Este uşor de observat că atunci cînd frecvenţa este mai mică decît cea nominală timpul măsurat în realitate este mai mare decît cel indicat de ace, tocmai cu raportul dintre frecvenţe.

În mod practic, măsurarea timpilor releelor oferă două cazuri posibile şi anume:

— măsurarea timpului de acţionare al unui releu de timp, deci a timpului de închidere a unui contact normal deschis; acest lucru se realizează cu montajul din fig. 12.8;

— măsurarea timpului de revenire al unui releu temporizat, deci timpului de deschidere a unui contact normal închis, aceasta se poate realiza conectîndu-se cronometrul ca în fig. 12.9.

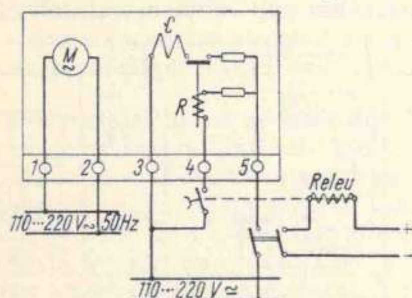


Fig. 12.8. Schema de montaj a măsurării timpului de acţionare al unui releu.

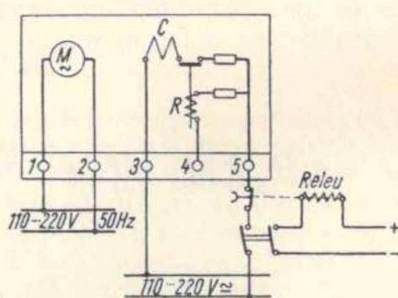


Fig. 12.9. Schema de montaj a măsurării timpului de revenire al unui releu.

Pentru a se evita erorile datorite pornirii motorului sincron cu cronometrul, este bine ca alimentarea lui să nu fie întreruptă sau conectată o dată cu cupla, ci să fie racordată la o sursă în mod permanent. Timpii proprii de

acționare ai cuplei electromagnetice și ai releului din interiorul cronometrului sînt practic neglijabili și sînt incluși în eroarea admisibilă a cronometrului.

Comanda automată de pornire și de oprire a cronometrului permite măsurări de precizie ale temporizărilor diferitelor elemente. Totuși, pentru determinarea timpilor proprii de acționare ai releelor netemporizate, acest cronometru nu este recomandat, întrucît acești timpi devin comparabili cu timpii proprii de acționare ai cuplei și releului electromagnetic din interiorul cronometrului. Pentru timpi mai mici decît 50 ms este bine a fi folosit milisecundometrul electronic tip MS-1 (de fabricație indigenă) sau cînd acesta nu există, un montaj special de înregistrare cu oscilograf, luîndu-se ca bază de timp o frecvență oarecare. Folosirea milisecundometrului electronic este totuși mai comodă și mai rapidă decît cealaltă metodă indicată.

Milisecundometrul electronic MS-1. Acesta se compune din următoarele părți principale (fig. 12.10):

— circuitul de încărcare al condensatorului etalon, format din: o pentodă P, folosită ca element de rezistență neliniară (cu punctul de funcționare ales în regiunea cu pantă constantă); o rezistență de limitare R_k, care în realitate este divizată în mai multe părți, cu un comutator, pentru lărgirea domeniilor de măsurare (unele tipuri au trei domenii: 0—10; 0—100; și 0—1 000 ms), un condensator etalon C_e; un contact r, normal-închis, (sau normal-deschis, un funcție de scopul determinării) al elementului care trebuie determinat și un contact normal-închis al unui releu intermediar;

— un releu intermediar R, comandat de un buton K; releul intermediar asigură simultaneitatea momentelor de începere a încărcării condensatorului

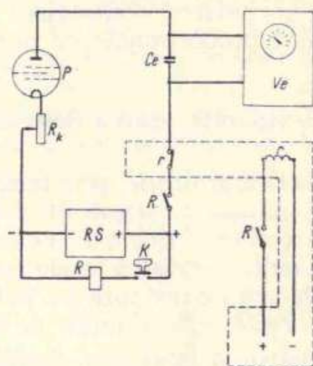


Fig. 12.10. Schema de principiu a milisecundometrului electronic.

etalon și a închiderii sau deschiderii contactului propriu al elementului al cărui timp dorim să-l determinăm (releul r);

— un redresor stabilizat RS, care asigură alimentarea circuitului de încărcare al condensatorului și a releului intermediar;

— un voltmetru electronic V_e, care măsoară tensiunea de încărcare a condensatorului etalon și traduce această tensiune în timp; voltmetrul electronic posedă un redresor propriu nestabilizat, care nu este figurat în schemă.

Principiul de funcţionare al milisecundometrului reprezentat în fig. 12.10 se poate explica pornindu-se de la expresia tensiunii în funcţie de cantitatea de electricitate înmagazinată într-un condensator. În această relaţie, dacă se înlocuiesc termenii constanţi rezultă că tensiunea la bornele condensatorului etalon este direct proporţională cu timpul:

$$V = \frac{Q}{C} = \frac{i \cdot T}{C} = \frac{i}{C} \cdot T = k \cdot T. \tag{12.8}$$

Această tensiune se măsoară cu voltmetrul electronic, ale cărui indicaţii sînt proporţionale cu timpul de încărcare al condensatorului C. Este folosit un voltmetru electronic, întrucît are rezistenţa interioară foarte mare şi nu influenţează asupra timpului de încărcare al condensatorului. După cum se observă din formula (12.8), indicaţiile voltmetrului sînt proporţionale cu timpul datorită curentului de încărcare i, care este constant, şi capacităţii condensatorului etalon, care de asemenea este constantă. Curentul i în circuitul de încărcare este constant pentru că pentoda folosită are o pantă constantă.

În realitate, schema milisecundometrului este mai complexă decît cea reprezentată în fig. 12.10. Milisecundometrul permite determinarea timpului propriu al unui releu, atît la acţionare cît şi la revenire. Schema este reprezentată principial, pentru determinarea timpului de acţionare al releului r, ale cărui elemente sînt încadrate în suprafaţa cuprinsă de linia întreruptă. Măsurarea se porneşte cu butonul K, care acţionează releul R. Acesta întregeşte circuitul de încărcare, simultan cu acţionarea releului r. Condensatorul Ce este încărcat în tot timpul dintre primirea impulsului la releul r şi acţionarea acestuia (deschiderea contactului normal închis r). Voltmetrul electronic indică valori proporţionale cu acest timp.

12.2.8. Aparate pentru determinarea succesiunii fazelor

În practica protecţiei prin relee şi a automatizărilor, este necesar în multe cazuri să se cunoască sensul de rotaţie al cîmpului învîrtitor sau, mai corect spus, al succesiunii fazelor. Aşa cum am arătat (§ 12.2.4), importanţa cunoaşterii succesiunii de rotire a fazelor este evidentă. De asemenea, toate protecţiile direcţionale sau de distanţă nu pot funcţiona corect dacă nu este respectată secvenţa directă a tensiunilor de alimentare.

Determinarea fazei unei tensiuni este practic imposibilă dacă nu există un sistem de referinţă legat galvanic cu cel pe care dorim să-l determinăm. Secvenţa unui sistem trifazat de tensiuni se poate determina uşor chiar dacă nu există un sistem de referinţă. Acest lucru poate fi realizat în două moduri diferite:

— cu ajutorul unui motor asincron trifazat;

— cu ajutorul filtrelor de secvenţă directă sau inversă.

Pe aceste două metode se bazează indicatoarele de cîmp învîrtitor folosite de personalul laboratoarelor electrice din ţara noastră.

Un astfel de indicator de cîmp (de sens) din prima categorie este compus din următoarele piese (fig. 12.11):

— un disc de aluminiu *d* așezat pe lagăre din pietre, pentru micșorarea frecărilor;

— trei electromagneți *E* dispuși simetric la 120°, legați în stea și cu trei borne de ieșire.

Principiul de funcționare este asemănător cu cel al unui motor asincron trifazat cu rotorul în scurtcircuit.

Este cunoscut că sensul de rotație al unui motor trifazat este în funcție de succesiunea fazelor tensiunilor de alimentare. În cazul alimentării trifazate simetrice, conform notării bornelor de legătură ale indicatorului de sens, distingem două cazuri posibile și anume:

— sensul săgeții indicatoare (marcate pe discul aparatului) se rotește spre dreapta, deci sistemul măsurat este de succesiune directă (RST);

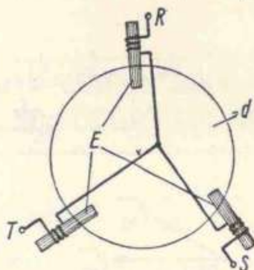


Fig. 12.11. Schema de principiu a indicatorului de sens, cu motor.

— sensul săgeții indicatoare se rotește spre stînga, deci sistemul măsurat este de succesiune inversă (SRT).

Acest aparat prezintă dezavantajul că are părți mobile, (care se defectează ușor), ceea ce face ca sensibilitatea să scadă destul de repede. Nu este transportabil decît în condiții speciale pentru a nu i se deteriora lagărele pe care se sprijină discul, și are un consum relativ mare. Nu se observă cînd lipsește o fază din sistemul de tensiuni, deci este necesară măsurarea tensiunilor de alimentare.

Un alt tip de indicator de cîmp (fig. 12.12) este compus din: opt rezis-

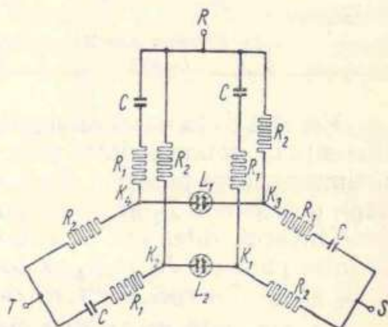


Fig. 12.12. Schema de principiu a indicatorului de sens cu filtru de secvență directă sau inversă.

tențe, patru condensatoare și două lămpi cu neon. Principiul de funcționare al acestuia se bazează pe folosirea filtrelor de secvență directă și inversă.

Astfel, în cazul cînd cele trei borne ale aparatului (A, B, C sau R, S, T) sînt alimentate de la un sistem de tensiuni a cărui succesiune este directă sau

„spre dreapta", se aprinde lampa de sus (L_1). În acest caz, lampa L_2 nu arde. Atunci cînd se alimentează aparatul cu tensiuni a căror succesiune este inversă (adică fazele nu corespund cu notațiile de la borne), se aprinde lampa de jos (L_2) (care indică sensul „spre stînga"). În acest caz, lampa L_1 nu arde.

Pentru evidențierea mai clară a principiului de funcționare al acestui aparat, este bine să se cerceteze cu atenție tabelul 12.2, unde sînt tratate diagramele tensiunilor fiecărui filtru în parte. Din această tabelă se observă funcționarea schemei, în cazul succesiunilor directă și inversă.

Valorile rezistențelor și ale condensatoarelor sînt alese astfel, încît defazajul capacitiv creat între curent și tensiune să fie de aproximativ 30°. Aceasta face ca diferențele de potențial dintre punctele de racordare a lămpilor (punctele K_1, K_2 pentru L_2 și K_3, K_4 pentru L_1) să aibă valori diferite în cazul aplicării unor tensiuni trifazate simetrice la bornele filtrului.

Tabelul 12.2

Schema desfășurată a filtrului	C, R_1, K_3, R_2, R, C, R_1, K_4, R_2, T; L_1		S, R_2, K_1, R_1, C, R, R_2, K_2, R_1, C, T; L_2	
Diagrama căderilor de tensiune pe elemente	$\bar{I}_{RS}$, $\bar{U}_{RS}$, 90°, K_3	$\bar{I}_{TR}$, 30°, 30°, 30°, $\bar{U}_{TR}$, 90°, K_4	K_1, 90°, 30°, $\bar{U}_{RS}$	K_2, 90°, 30°, $\bar{U}_{TR}$
Diferență de potențial dintre punctele de alimentare ale lămpilor	R, K_4, K_3, T, S *Secvență directă* *L_1 arde*	R, K_3, K_4, S, T *Secvență inversă* *L_1 nu arde*	R, K_2, K_1, T, S *Secvență directă* *L_2 nu arde*	R, K_1, K_2, S, T *Secvență inversă* *L_2 arde*

Rezultă că în cazul alimentării cu un sistem trifazat de succesiune directă diferența de potențial între punctele K_1 și K_2 este nulă, deci lampa L_2 nu arde, în timp ce între punctele K_3 și K_4 ea este maximă (egală cu tensiunea dintre faze), deci lampa L_1 arde. În cazul alimentării cu tensiune trifazată de succesiune inversă, diferența de potențial între punctele K_1 și K_2 devine maximă, iar între punctele K_3 și K_4 ea este nulă, ceea ce face ca aprinderea lămpilor L_2 și L_1 să fie inversă decît în cazul precedent.

Un amănunt ce trebuie observat este acela că, în cazul dezechilibrării oricăruia dintre filtre, tensiunea care apare între punctele de alimentare ale lămpilor este egală și în fază cu tensiunea U_{TS}. De asemenea, atunci cînd lipsește una dintre faze, de exemplu faza R, diferența de potențial dintre punctele de alimentare ale lămpilor (K_1 cu K_2 și K_3 cu K_4) este în fază cu tensiunea

U_{TS} și are jumătate din valoarea sa (fig. 12.13). Întrucît lămpile de semnalizare L_1 și L_2 folosite în acest tip de indicator se amorsează la tensiuni destul de mici, în cazul semnalat (lipsa unei faze din sistemul trifazat de alimentare) se aprind ambele lămpi în același timp. Acest lucru constituie un avantaj

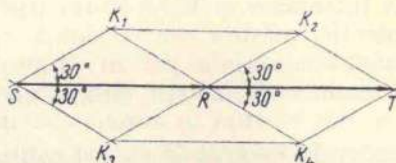


Fig. 12.13. Diagrama tensiunilor din punctele K_1-K_2 și K_3-K_4.

față de primul indicator descris. Alte avantaje care sînt și acelea că are numai părți statice și elemente componente simple și sigure (rezistențe, condensatoare, lămpi).

12.3. DISPOZITIVE FOLOSITE PENTRU VERIFICAREA INSTALAȚIILOR DE PROTECȚIE ȘI AUTOMATIZARE

12.3.1. Încercarea izolației circuitelor secundare

Izolația față de panourile metalice pe care sînt montate instalațiile joacă un rol important în buna lor funcționare. Scopul încercărilor izolației este acela de a se elimina eventualele puneri la pămînt care pot falsifica funcționarea corectă a instalațiilor de protecție și automatizare. Pentru aceasta, atît la punerea în funcțiune a instalațiilor noi, cum și în mod periodic controlul izolației este una din încercările esențiale în acest domeniu. Instalațiile de protecție și automatizare sînt racordate în marea lor majoritate la înfășurările secundare ale transformatorilor de măsură, deci sînt tratate ca circuite secundare. Avînd în vedere acest fapt, tensiunea de încercare a izolației este limitată la maximum 1 000 V în curent alternativ sau 2 500 V în curent continuu, pentru toate elementele racordate în circuitele secundare. Precizări în acest sens sînt cuprinse în R.E.T. și în instrucțiunile speciale indicate de firma constructoare.

În mod practic, operațiile care pregătesc încercarea izolației sînt următoarele:

— se delimitează zonele de încercare a izolației; este recomandabil să se separe instalația, dacă este posibil, chiar în circuite simple, pentru a nu fi multe circuite în paralel;

— se separă instalația de la orice sursă de tensiune;

— se deconectează (în mod provizoriu, pentru această încercare) toate legăturile la pămînt prevăzute în proiect sau de norme speciale;

— se șuntează sau se deconectează din instalație toate piesele sau elementele care în mod normal nu rezistă la această probă (condensatoare, redresoare, semiconductoare, relee sau reglete telefonice etc.), avînd parametri nominali inferiori.

Încercarea propriu-zisă constă din supunerea tuturor părților conductoare ale instalației la o tensiune superioară celei nominale. Pentru aceasta se leagă un pol al instalației de încercare la partea conductoare a instalației, iar celălalt pol la pămînt.

La încercarea izolației instalațiilor de protecție și automatizare (circuite de protecție, măsură sau comandă) nu se urmăresc aceiași parametri ca la încercarea aparatajului primar, ci numai o parte și anume: determinarea rezistenței minime de izolație și a comportării la tensiunea de încercare. Încercările se pot efectua în curent continuu sau în curent alternativ.

Pentru încercările în curent continuu se folosesc pe scară largă megohmmetre de 500, 1 000 și 2 500 V. Cel mai mult este utilizat megohmmetrul de 2 500 V. În practică, rezistența de izolație măsurată cu inductorul variază foarte mult, întrucît este influențată de foarte mulți factori; dintre cei mai importanți amintim lungimea circuitelor racordate, felul izolației folosite, umiditatea, tensiunea aplicată etc. Ca ordin de mărime, o izolație a unei instalații de curent continuu sub 0,5 MΩ pe timp uscat începe să devină suspectă, mai ales la instalațiile noi.

Mult mai rar se fac în acest domeniu încercări de izolație cu curent continuu, utilizîndu-se instalații de redresare.

Încercările cu curent alternativ sînt obligatorii pentru toate elementele de protecție și automatizare.

Cea mai simplă instalație folosită pentru aceste încercări este reprezentată în fig. 12.14 și care este compusă din: un transformator ridicător de tensiune *TI*, de la tensiunea rețelei (de exemplu 220 V) pînă la 2 500 V, aparate de măsură, ampermetru și voltmetru. Atragem atenția că tensiunea înaltă trebuie măsurată direct la aparatul care se încearcă.

Curentul poate fi măsurat în primar, însă este mai corect să fie măsurat dacă este posibil în circuitul de înaltă tensiune. Siguranțele sau întreruptoarele automate *S* trebuie reglate pentru curentul nominal al transformatorului *TI*. Autotransformatorul reglabil *At* folosește pentru variația tensiunii, de la 0 la valoarea necesară încercării.

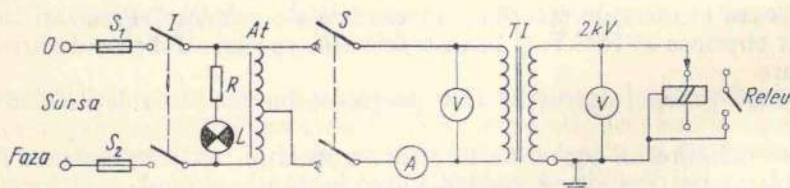


Fig. 12.14. Schema de principiu a instalației de încercat izolația cu tensiune mărită alternativă.

Un alt aparat folosit pentru încercarea izolației este *trusa portativă de încercare cu tensiune alternativă mărită*, tip TCS-2 de fabricație IRME. Ea este destinată pentru încercarea izolației aparatelor și circuitelor secundare din instalațiile de automatizare și de protecție ale sistemelor energetice. Gabaritul și greutatea ei redusă cum și ușurința de manipulare și de transport

fac ca această trusă să fie utilizabilă pentru încercările de teren, chiar în locuri greu accesibile și puțin spațioase. De asemenea poate fi folosită cu succes în laboratoare și în ateliere electrice, ca sursă de tensiune ridicată pentru detectarea defectelor de izolație ale aparatului electric în curs de modificare, verificare etc.

12.3.2. Dispozitive pentru variația curentului și a tensiunii

Elemente simple pentru variația tensiunii și a curentului. Marea majoritate a fenomenelor electrice care se produc în timpul unei avarii, adică atunci cînd trebuie să intre în acțiune protecția sau automatizarea elementului avariat, se pot simula prin variația curentului sau a tensiunii. Limitele de variație a curentului și a tensiunii sînt destul de mari (de exemplu pentru curent, trebuie obținute valori de la mii de amperi pînă la zeci de miliamperi).

Posibilitățile de obținere a variațiilor dorite sînt multiple, mai ales în curent alternativ, unde prin transformatoare se poate realiza orice multiplicare sau demultiplicare. Acestea trebuie executate cu precauții speciale, pentru a nu se deforma sinusoida de curent sau de tensiune, ceea ce ar conduce în unele cazuri la rezultate eronate.

Cele mai simple dispozitive cu ajutorul cărora se poate varia curentul și tensiunea sînt reostatele, potențiometrele și autotransformatoarele reglabile. Reostatele folosite în laboratoarele electrice se construiesc pentru rezistențe de 100—1 Ω și curenți de 1—30 A sau chiar mai mult. În fig. 12.15 este reprezentată schema electrică a unui reostat și folosirea lui într-un circuit electric.

Potențiometrele sînt construite în principiu la fel ca și reostatele însă se deosebesc de acestea prin cîteva detalii constructive. Sînt prevăzute cu trei borne de ieșire în loc de două, fig. 12.16. Sînt construite cu conductor mult mai subțire și deci rezistența sa este mult mai mare decît a reostatului.
Potențiometrele cele mai folosite în practica verificărilor de relee au între 7000—150 Ω și 0,1—1 A.

Cu reostatele și potențiometrele se obține o variație a rezistenței în mod continuu; în afară de acestea se mai folosesc și cutii cu rezistențe așa-numitele *decade* care realizează variații în trepte.

Autotransformatoarele reglabile fig. 12.17 sînt dispozitive care de asemenea permit obținerea la bornele de ieșire a unei tensiuni variabile între limite

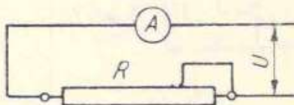


Fig. 12.15. Reostat.

largi și în mod continuu. Aceasta se realizează prin culegerea căderilor de tensiune cu ajutorul unui cursor direct de la spirele înfășurării sale. Un mare dezavantaj al autotransformatorului reglabil este faptul că nu permite scheme izolate galvanic de rețeaua de alimentare. Este cunoscută din practică posi-

bilitatea de deteriorare a aparatelor de măsurat și a aparatelor de încercare cînd în schemă se folosește un autotransformator și nu se întrerup toate legăturile la pămînt (cazul din fig. 12.18). În aceste cazuri, trebuie întotdeauna întreruptă legătura la pămînt iar atunci cînd acest lucru nu este posibil se introduce un transformator între aparate și autotransformator. În afara aces-

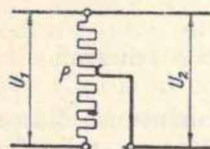


Fig. 12.16. Potențiometru.

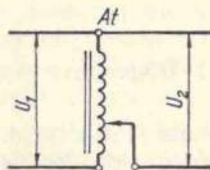


Fig. 12.17. Autotransformator reglabil (Variac).

tor elemente simple, pentru variația tensiunii și a curentului, în practica verificărilor se folosesc și alte dispozitive mai complexe. Dintre cele mai folosite dispozitive construite în țară sînt trusa de curent și de tensiune și trusa de 1200 A.

Trusa de curent și de tensiune. Aceasta este destinată verificării releelor secundare de curent sau de tensiune sau a aparatelor de măsurat (fig. 12.19). Se fabrică la IRME sub denumirea de TCT-2.

Elementul principal al trusei este transformatorul TP care are mai multe înfășurări secundare, de curent și de tensiune. Înfășurările de curent pot debita un curent maxim de 5, 10 sau 20 A, după modul cum sînt conectate în serie sau paralel cu ajutorul conectorului *Cc* cele patru bobine ale sale. Puterea înfășurării de curent este suficientă pentru încercarea oricărui tip de releu secundar. Alte înfășurări secundare pot debita tensiuni între 0—110—220 V și 440 V. Tensiunea este adusă la bornele trusei prin intermediul comutatorului *Ct* corectînd în serie sau paralel cele patru înfășurări speciale de tensiune. La înfășurarea primară se aplică tensiunea variabilă de 0—250 V cu ajutorul autotransformatorului reglabil *AT*. Trusa are bornele speciale *1—5* pentru conectarea unui cronometru electric tip KRIZIK în scopul măsurării timpului de acționare a releelor care se verifică. Pentru punerea și scoaterea din func-

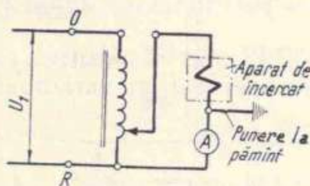


Fig. 12.18. Schema de montaj incorectă folosind autotransformator reglabil.

țiune a trusei sînt prevăzute două relee speciale *1RI* și *2RI*. Releul *1RI* este alimentat cu curent alternativ iar releul *2RI* cu curent continuu. Tensiunile cu care se alimentează releul *2RI* se conectează la bornele special prevăzute și pot avea valorile 24, 48, 110 și 220 V c.c.

Pentru încercări speciale ale aparatelor wattmetrice, trusa are prevăzute două borne speciale, la care există o tensiune practic constantă de 100 V, nece-

sară alimentării circuitului de tensiune al elementului wattmetric respectiv, circuitul de curent fiind alimentat de la partea de curent a transformatorului principal.

Trusa are posibilitatea de a mări pentru scurt timp valorile reglate (aproape pînă la dublu) cu ajutorul butonului special *BS*, prevăzut în circuitul de alimentare al autotransformatorului reglabil.

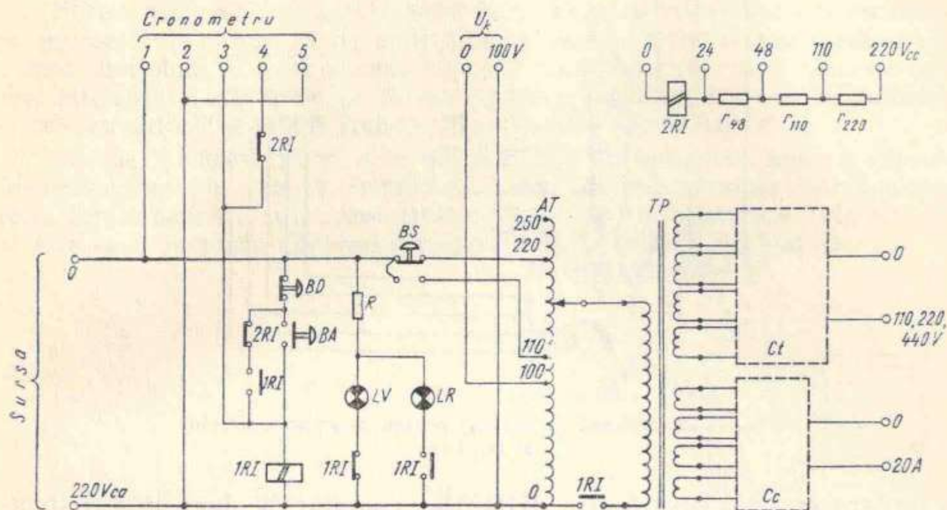


Fig. 12.19. Schema de principiu a trusei de curent şi tensiune.

În ceeace priveşte folosirea trusei există multe posibilităţi şi anume:

— Pentru încercări simple ale releelor de curent şi ale aparatelor de măsurat (ampermetre) se foloseşte schema din fig. 12.20. Se alimentează trusa la bornele *S*, se leagă releul sau ampermetrul la bornele *I* şi se reglează curentul

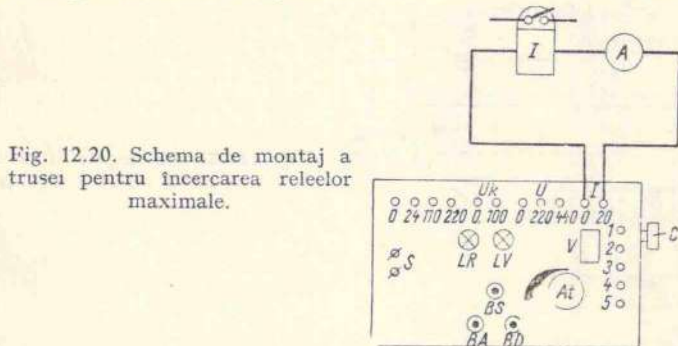


Fig. 12.20. Schema de montaj a trusei pentru încercarea releelor maximale.

cu ajutorul transformatorului variabil. Pentru mărirea curentului se roteşte butonul autotransformatorului de la stînga spre dreapta. Este recomandabil ca înainte şi după terminarea încercărilor cursorul autotransformatorului să se afle la limita inferioară (stînga), pentru a nu se da naştere unor şocuri mari de curent atunci cînd se conectează trusa la reţea.

— Pentru încercări complete ale releelor de tensiune în a căror schemă intră și elemente de timp, se folosește schema din fig. 12.21. La această încercare sînt necesare în plus față de varianta din fig. 12.20 o sursă de curent continuu cu una dintre cele patru tensiuni indicate pe placa frontală a trusei

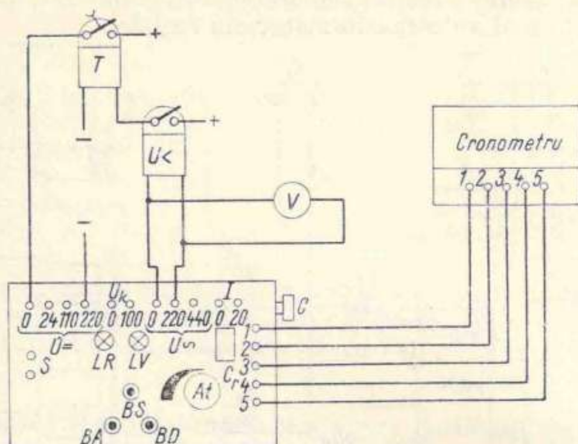


Fig. 12.21. Schema de montaj pentru încercarea releelor de tensiune.

și un cronometru electric tip KRIZIK, conectat la bornele corespunzătoare.

— La trusa de curent și de tensiune, tensiunea U_k este folosită pentru verificări speciale și anume pentru elemente wattmetrice sau direcționale. Aceste verificări se efectuează cu ajutorul unui montaj ca cel din fig. 12.22.

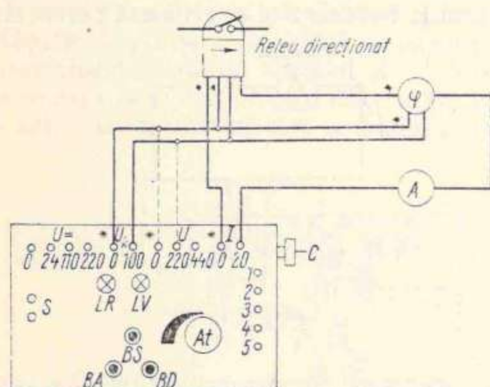


Fig. 12.22. Schema de montaj pentru încercarea releelor direcționale.

La bornele U_k se leagă bobina de tensiune a elementului wattmetric. La bornele I se leagă bobina de curent a elementului wattmetric în conformitate cu polaritatea indicată în figură. Variația curentului se obține cu ajutorul autotransformatorului la fel ca în variantele precedente.

Greutatea redusă a trusei și posibilitățile multiple de folosire a ei o fac foarte utilă atît în laboratoare cît și pe teren, în scopul verificării elementelor de protecție și automatizare.

Unul dintre dezavantajele ei este acela că deformează mărimile sinusoidale la ieșire, în special cea a curentului. Deformarea este produsă de transformatorul și de autotransformatorul folosit, al căror miez de fier se saturează.

Forma nesinusoidală a curentului face ca reglajele stabilite sau verificate cu un astfel de curent să fie mult diferite de cele stabilite sau verificate în curent sinusoidal. Uneori eroarea atinge 20% și chiar mai mult. Releele care sînt influențate mai mult de forma curbei curentului sînt cele de inducție și cele cu saturație rapidă (releele direcționale, diferențiale etc.).

Erorile de acest fel se pot micșora prin introducerea unor rezistențe (de cîțiva ohmi), în serie cu circuitul de curent sau prin folosirea unor elemente (transformatoare sau autotransformatoare) care să nu se satureze. Prin aceasta se face ca inductanța circuitului respectiv să fie practic neglijabilă.

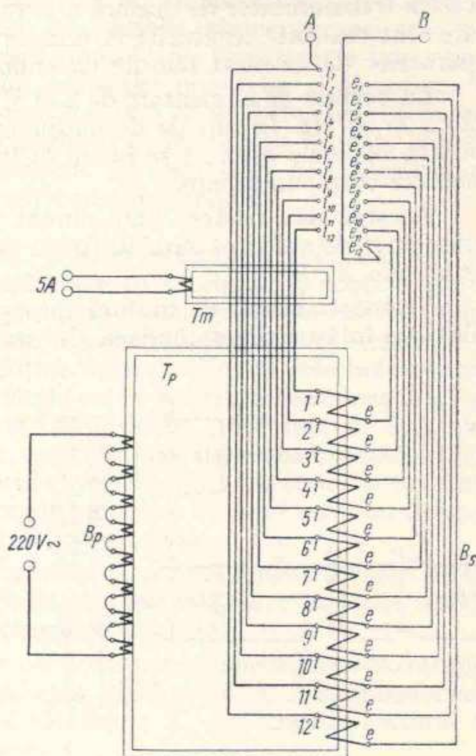


Fig. 12.23. Schema de principiu a trusei de 1200 A-

Trusa de 1200 A. În scopul încercării releelor sau a transformatoarelor de curent la valori cît mai apropiate de parametrii nominali este necesar uneori să se obțină curenți de zeci, sute și chiar mii de amperi. În curent alternativ obținerea unor curenți de sute și chiar peste 1000 A nu este prea dificilă

și se poate realiza cu trusa de 1200 A construită în țară, a cărei schemă de principiu este aceea din fig. 12.23.

Din figură se vede că trusa este compusă din următoarele părți distincte:

— *Transformatorul principal* T_p, pe al cărui miez magnetic sînt dispuse opt înfășurări primare și 12 înfășurări secundare. Cele opt bobine primare permit, prin conectarea lor în serie, alimentarea înfășurării primare cu o tensiune maximă de 220 V. Cele 12 înfășurări secundare sînt aduse la un sistem de eclise care permit conectarea lor în serie sau în paralel și în diferite combinații, astfel încît se pot obține în secundar curenți de 100, 200, 300, 400, 600 și 1200 A.

— *Transformatorul de măsură Tm*, care permite măsurarea curentului în secundarul trusei. Primarul transformatorului este format din toate capetele de intrare ale înfășurărilor secundare ale trusei. Secundarul este o înfășurare separată la care se conectează un ampermetru. Raportul de transformare al acestui transformator de măsură este raportul dintre treapta de curent pentru care sînt realizate legăturile la eclisele trusei și curentul nominal de 5 A al aparatelor de măsurat folosite ca etalon (de exemplu 100/5 A sau altele).

La bornele de alimentare de 220 V se conectează o sursă variabilă de 0—220 V și 50 Hz. În funcție de tensiunea aplicată și deci de curentul care circulă în bobinele primare se induc în înfășurările secundare tensiunii electromotoare corespunzătoare.

Acestea dau naștere unui curent a cărui valoare depinde de montajul ecliselor și de valoarea sarcinii (releu sau transformator) conectată la bornele secundare A, B.

Transformatorul de măsură este parcurs în tot timpul de suma curenților din înfășurările secundare. Constanta lui este aceeași ca și a treptei de

Fig. 12.24. Schema de montaj a trusei de 1200 A.

curent care rezultă din montajul ecliselor. Schema de încercare cu trusa de 1200 A este reprezentată în fig. 12.24.

Puterea trusei în secundar este de 1000—1500 VA. Pentru evitarea căderilor de tensiune în secundar este bine ca legăturile trusei cu transformatorul să se execute cu cordoane groase și scurte.

12.3.3. Dispozitive pentru variația unghiului de defazaj

Verificarea releelor de distanță prevăzute cu compensație, a releelor direcționale, a releelor de control ale sincronismului etc., cum și a aparatelor care funcționează pe principiul wattmetric, necesită obținerea a diferite unghiuri de defazaj între curent și tensiune, între tensiuni sau între curenți.

În acest scop, în laboratoarele electrice sau de specialitate se folosesc instalații speciale numite *decaloare*.

Decalorul trifazat fix. Pentru instalațiile fixe de laborator este folosit așa-numitul decalor trifazat, care în tehnica de specialitate se mai numește și regulator de fază. Decalorul de fază trifazat este realizat cu ajutorul unei mașini asincronice cu rotorul calat.

La acest decalor, dacă se rotește rotorul față de stator (cu un angrenaj special cu șurub fără sfîrșit) se variază continuu faza tensiunii electromotoare a rotorului, fără a se schimba valoarea ei. Îmbunătățirile realizate în tehnica construcției de mașini electrice fac posibilă obținerea unei tensiuni electromotoare rotorice de formă riguros sinusoidală, lucru foarte important pentru încercările necesare în domeniul protecției prin relee și al automatizărilor. De asemenea puterea relativ mare și faptul că se obține un sistem trifazat simetric face ca acest decalor de unghi să fie de nelipsit în toate laboratoarele electrice. Greutatea mare și sistemul de manevrare al dispozitivului de rotire face ca acest utilaj să fie practic netransportabil.

Decalorul monofazat transportabil. Pentru efectuarea verificărilor pe teren, direct la locul de instalare a releelor sau aparatajului, se poate construi o instalație specială sau se pot realiza decalaje fixe în trepte de cîte 30°, folosindu-se un sistem de tensiuni trifazat simetric. Luîndu-se ca referință o tensiune a sistemului trifazat se pot obține defazaje diferite folosindu-se tensiunile celorlalte faze. De exemplu, luîndu-se ca referință tensiunea $\bar{U}_{RO}$ se obține unghiul de 30° față de $\bar{U}_{RS}$, 60° față de $\bar{U}_{OS}$, 90° față de $\bar{U}_{TS}$ etc. folosindu-se toate combinațiile posibile, așa cum se poate vedea în tabelul 12.3. Am luat sensul invers acelor de ceasornic întrucît rotim vectorul de tensiune și-l presupunem constant pe cel de curent, obținînd în acest mod un defazaj inductiv (succesiune directă) între curent și tensiune.

În cazul cînd dorim ca variația unghiului să se facă și pentru valori intermediare celor indicate, se folosește o instalație specială, care se poate realiza în orice loc unde există o sursă de tensiune trifazată.

Această instalație se poate obține cu două potențiometre sau autotransformatoare reglabile, montate ca în schema din fig. 12.25. Autotransformatorul φ are bornele X și Z iar cursorul său borna Y. Autotransformatorul U are bornele *1* și *2*, iar cursorul său borna *3*.

Principiul de funcționare al instalației se bazează pe defazajul existent între doi vectori de tensiune alăturați dintr-un sistem trifazat simetric. În schema din fig. 12.25 se folosește defazajul dintre vectorii $\bar{U}_{RT}$ și $\bar{U}_{RS}$. Este ușor de observat că modificarea poziției cursorului potențiometrului φ va atrage după sine variația fazei vectorului tensiunii aplicate potențiometrului U.

Zona acestei variații este cuprinsă între vectorii $\bar{U}_{RT}$ și $\bar{U}_{RS}$, fiind deci de 60°. Tot din schema din fig. 12.25 se deduce că o dată cu unghiul, variază între limite mult mai mici (circa 14% din tensiunea nominală) și tensiunea culeasă de autotransformatorul U. Modificîndu-se judicios conexiunile auto-

Tabelul 12.3

Unghiul dat între cele două tensiuni	0° sau 360°	30°	60°	90°	120°	150°
Tensiune de referință	$\bar{U}_{RO}$	$\bar{U}_{RO}$	$\bar{U}_{RO}$	$\bar{U}_{RO}$	$\bar{U}_{RO}$	$\bar{U}_{RO}$
Tensiunea defazată	$\bar{U}_{RO}$	$\bar{U}_{RS}$	$\bar{U}_{OS}$	$\bar{U}_{TS}$	$\bar{U}_{TO}$	$\bar{U}_{TR}$
Diagrama vectorială	$\bar{U}_R$, $\bar{U}_S$, $\bar{U}_T$, 0, 120°, 120°, 120°	$\bar{U}_{RS}$, $\bar{U}_R$, 30°, 0, $\bar{U}_T$, $\bar{U}_S$	$\bar{U}_{OS}$, $\bar{U}_R$, 60°, 0, $\bar{U}_T$, $\bar{U}_S$	$\bar{U}_R$, 90°, $\bar{U}_{TS}$, 0, $\bar{U}_T$, $\bar{U}_S$	$\bar{U}_R$, 120°, 0, $\bar{U}_T$, $\bar{U}_S$	$\bar{U}_R$, 150°, 0, $\bar{U}_T$, $\bar{U}_{TR}$, $\bar{U}_S$

transformatoarelor φ și U conform tabelului 12.4 se pot extinde variațiile de unghi, însă tot în zone de 60°.

În țara noastră se execută o trusă care realizează un defazaj monofazat după un principiu apropiat de cel indicat mai sus, la care s-a înlăturat dezavantajul arătat, al scăderii tensiunii în funcție de unghi. Trusa se numește *decalor*

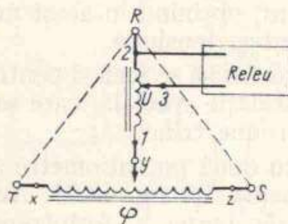


Fig. 12.25. Schema de principiu a decalorului monofazic (simplificată).

de unghi și folosește două autotransformatoare reglabile, dintre care unul de o construcție specială (fig. 12.26).

Schema de comutare și legăturile necesare pentru realizarea unei variații continue a unghiului între 0 și 360° sînt indicate în tabelul 12.4. Legăturile se realizează în acest fel cu ajutorul unui comutator special. Ca fazor de refe-

rință se ia fazorul de curent sau de tensiune al circuitului care rămîne fix pentru aparatul care se încearcă. La bornele *1* și *3* ale autotransformatorului *U* se racordează circuitul aparatului încercat (partea care necesită variația unghiului).

Tabelul 12.4

0°–60°	60°–120°	120°–180°	180°–240°	240°–300°	300°–360°
R, 60°, T, S	120°, R, T, S	180°, R, T, S	240°, R, T, S	R, 300°, T, S	R, 360°, T, S
R, x, 3, φ, y, U, z, T, S	R, x, φ, T, 1, U, 2, y, z, S	2, R, U, 1, z, y, T, x, φ, z, S	R, z, 2, φ, y, U, x, T, 1, S	R, Z, φ, y, x, T, 2, U, 1, S	1, R, U, 2, S, z, φ, x

Se observă că prin mutarea cursorului *3* al autotransformatorului *U* se obține o tensiune variabilă ca valoare. În ce privește faza tensiunii, aceasta poate fi reglată prin mutarea cursorului *y* al autotransformatorului φ. Din tabelul 12.4 se observă că pentru 0—60°, fazorul inițial la bornele *1—3* ale autotransformatorului *U* este în fază cu fazorul $\overline{U}_{RS}$, prin mutarea cursorului *y* al autotransformatorului φ de la *R* la *T*, tensiunea autotransformatorului *U*, implicit tensiunea de ieșire (bornele *1—3* ale autotransformatorului), trece prin faze intermediare, iar în punctul *T* devine în fază cu fazorul $\overline{U}_{TS}$.

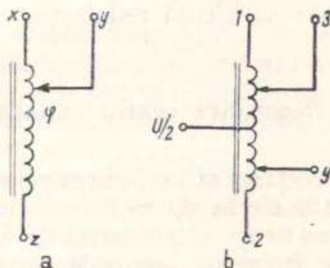


Fig. 12.26. Schemele interioare ale autotransformatoarelor folosite în decalorul monofazic:

a — autotransformatorul care variază unghiul;
b — autotransformatorul care variază tensiunea.

În acest fel faza fazorului tensiunii de ieșire variază de la 0 la 60°. Printr-o permutare judicioasă a conexiunilor celor două autotransformatoare, se obține o variație continuă în șase trepte de cîte 60° a unghiului de defazaj dintre fazorul tensiunii la bornele *1—3* și fazorul $\overline{U}_{RS}$. Variația fină a unghiului de defazaj în intervalul oricărei trepte se obține prin deplasarea cursorului *y*.

În intervalul unei trepte, se observă că la deplasarea cursorului y tensiunea de ieșire variază nu numai ca fază ci și ca valoare, deoarece tensiunea culeasă pentru autotransformatorul U nu variază după un arc de cerc, ci după o coardă

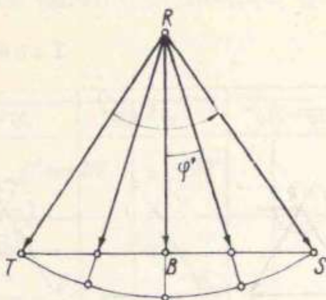


Fig. 12.27. Variația tensiunii de ieșire în funcție de variația unghiului.

(fig. 12.27). Rezultă ușor că atunci cînd cursorul y se află la 30° față de $\bar{U}_{RS}$ tensiunea culeasă este cu ~ 14% mai mică, conform formulei:

$$U_{\varphi} = U_{RS} \frac{\cos 30^{\circ}}{\cos \varphi}, \tag{12.9}$$

în care s-a luat ca referință mijlocul fazorului $\bar{U}_{ST}$ (sau punctul B) pentru $\varphi = 0$; deci de la S la mijlocul fazorului $\bar{U}_{ST}$:

$$U_{\varphi} = U_{RS} \cos 30^{\circ} = 0{,}866\ U_{RS}.$$

Pentru a se menține totuși constantă valoarea tensiunii aplicate la ieșire din trusă, atunci cînd se variază unghiul de defazaj, pe autotransformatorul U se montează cursorul special y (fig. 12.26, *b*), a cărui cursă depinde de poziția cursorului y al autotransformatorului φ, printr-un sistem special de articulație. Zona de acțiune a cursorului y al autotransformatorului U este limitată la o porțiune din bobinajul acestuia, care corespunde variației maxime a valorii tensiunii de ieșire, la variația unghiului de defazaj.

Pentru necesitățile practice ale folosirii decalorului în domeniul protecției prin relee este suficientă reducerea variației amintite (pînă la 5%).

12.3.4. Dispozitive pentru variația frecvenței

Pentru reglarea și verificarea releelor de frecvență și a aparatelor de sincronizare utilizate la operațiile de conectare în paralel a generatoarelor de curent alternativ este necesar să se obțină variații de frecvență între limite apropiate de frecvența nominală a sistemului. În practica verificărilor sursa de frecvență variabilă se poate obține în două moduri și anume: cu un generator de frecvență electronic și cu grup convertizor sau generator obișnuit de curent alternativ.

Cel mai simplu mijloc este folosirea unui generator de curent alternativ obișnuit care să funcționeze pe bară separată și care să furnizeze toate varia-

țiile necesare atît de frecvență cît și de tensiune. Această metodă nu este însă posibilă întotdeauna și are marele dezavantaj că este foarte costisitoare.

Cel mai larg răspîndit mijloc de obținere a variației de frecvență necesară reglajului releelor de frecvență este folosirea generatorului electronic de joasă frecvență.

Generatorul de frecvență electronic este comod de manevrat, nu face zgomot, este destul de economic și poate fi transportat cu ușurință pe teren. Are însă o putere mică și uneori o curbă de tensiune nesinusoidală la ieșire.

Un alt mijloc pentru obținerea variației de frecvență între limitele necesare verificării releelor de frecvență este folosirea unui grup convertizor compus dintr-un generator de curent alternativ de 50 Hz de putere mică, acționat de un motor electric (de curent continuu sau alternativ) cu turație variabilă între limitele necesare variației de frecvență. Acest mijloc este mai avantajos din punctul de vedere al formei curbei de tensiune la ieșire și al puterii. El are însă dezavantajul că produce zgomot, se manevrează greu. Nu poate fi transportat la locul de instalare al releelor ce trebuie verificate, deci necesită demontarea și aducerea în laborator a acestora.

12.3.5. **Instalații speciale pentru verificări complexe**

Pentru verificarea protecțiilor complexe (de exemplu de distanță) se folosesc instalații speciale care pot realiza condiții de funcționare asemănătoare defectelor reale în instalațiile primare.

Trebuie menționat faptul că releele de distanță cu caracteristici speciale (organul de măsură cu caracteristică eliptică sau de altă formă) au truse de verificare adaptate în mod deosebit la tipul său (firmele constructoare își produc astfel de truse ex. BBC, Siemens etc.). Dăm mai jos un tip special de trusă.

Trusa pentru verificarea releelor de distanță tip RD7. Trusa este destinată reglării, punerii la punct și verificării releelor de distanță (în special tip RD7).

Schema folosită pentru realizarea acestei truse are în vedere reducerea la minimum posibil a aparatelor de măsurat necesare determinării parametrilor inițiali, a greutății și gabaritelor trusei, cum și a posibilităților de racordare și folosire în instalațiile existente. Trusa este transportabilă și comodă de manevrat.

Principiul de funcționare al trusei permite realizarea unei impedanțe variabile între limite largi. Prin racordarea corespunzătoare la bornele protecțiilor de distanță se pot simula condițiile de funcționare a instalațiilor de protecție, în special defectele (nesimetrice) care apar mai des în sistemele energetice. Schema de principiu a trusei este reprezentată în fig. 12.28.

Transformatorul de alimentare *TA* este alimentat de la rețea cu tensiunea de 220 V și alimentează circuitul principal de curent. Este prevăzut cu trei prize, la care se racordează cele trei trepte de curent ale trusei. Treptele de curent sînt de 5, 10 și 20 A, permițînd un reglaj de $\pm$ 15—20% din aceste

valori. Reglajul se realizează cu ajutorul reostatului R și a comutatorului său $5C$, între limitele menționate. În circuitul principal de curent mai sînt cuprinse rezistențele $1R$—$5R$ și bobina Z, care realizează patru trepte fixe de 0°, 60°, 70° și 80° defazaj inductiv între curentul și tensiunea la bornele trusei.

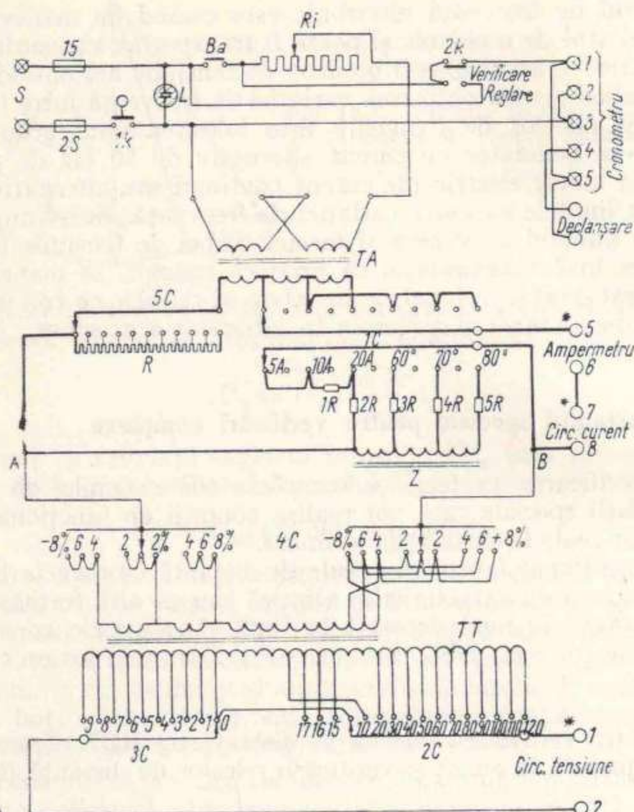


Fig. 12.28. Schema de principiu a trusei de verificat relee de distanță tip RD7.

Transformatorul de tensiune TT este alimentat cu căderea de tensiune în punctele A, B, datorită rezistențelor și impedanțelor din circuitul de curent. Transformatorul de tensiune alimentează bornele de tensiune ale trusei și permite un reglaj în trepte de volți și zeci de volți, între 1 și 129 V. Circuitul de tensiune mai are trei valori speciale, pentru încercări tip ale unor impedanțe ale releului și pentru diferite unghiuri de defazaj. Valorile din circuitul de tensiune se modifică cu ajutorul comutatoarelor $2C$, $3C$ și $4C$: pentru volți cu comutatorul $3C$, pentru zeci de volți cu comutatorul $2C$ și pentru fracțiuni ($\pm 8\%$) din valorile reglate cu comutatorul $4C$.

În schemă se mai observă bornele pentru racordarea cronometrului (necesar determinării timpilor de acționare ai protecției în zonele respective).

Particularitatea principală a schemei este aceea că impedanțele realizate de trusă se determină numai cu un ampermetru, deoarece:

— valoarea curentului se menține constantă (10 A) în tot timpul probelor;

— căderile de tensiune culese de transformatorul de tensiune sînt aceleași pentru orice treaptă de curent sau unghi de defazaj (cu excepția treptei de 5 A);

— consumul în circuitul de tensiune al trusei nu influențează sensibil valoarea curentului din circuitul de curent.

Stație trifazată de verificare a aparatelor de măsurat și a releelor de distanță. Instalația dă posibilitatea realizării celor mai multe feluri de defecte și fenomene care se ivesc în sistemele energetice, deci posibilitatea de verificare completă a majorității tipurilor de protecție, inclusiv cele de distanță.

Posibilitățile multiple de folosire a acestei instalații o fac de nelipsit în dotarea laboratoarelor sau a serviciilor care se ocupă de verificarea și exploatarea instalațiilor de protecție și de automatizare.

Principiul de funcționare al stației este reprezentat în schemele de principiu din fig. 12.29 și 12.30. Stația este compusă din următoarele piese separate:

— Un pupitru principal pe care se găsesc întrerupătoarele, comutatoarele și butoanele necesare comenzilor și reglării mărimilor electrice; tot pe acest pupitru se găsesc și aparatele de măsurat.

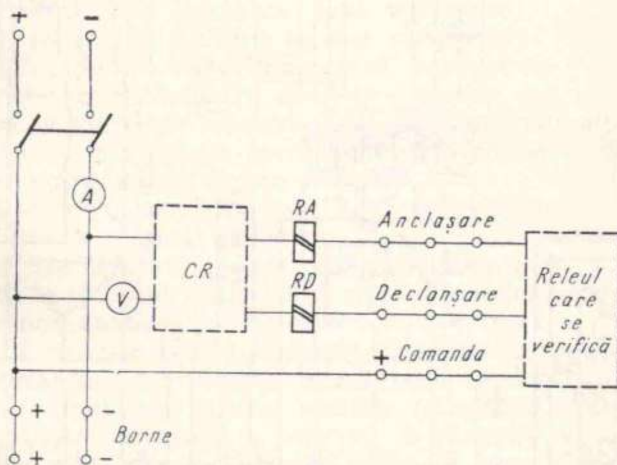


Fig. 12.29. Schema de principiu a stației trifazice pentru verificat relee speciale – partea de curent continuu.

— Un pupitru auxiliar pe care se află un suport pentru fixarea diferitelor tipuri de relee și aparate de măsurat care trebuie verificate; de asemenea se găsesc o serie de borne necesare racordării instalației cu aparatul care se încearcă.

— Două corpuri pe care se sprijină pupitrul principal dispuse în stînga și în dreapta operatorului.

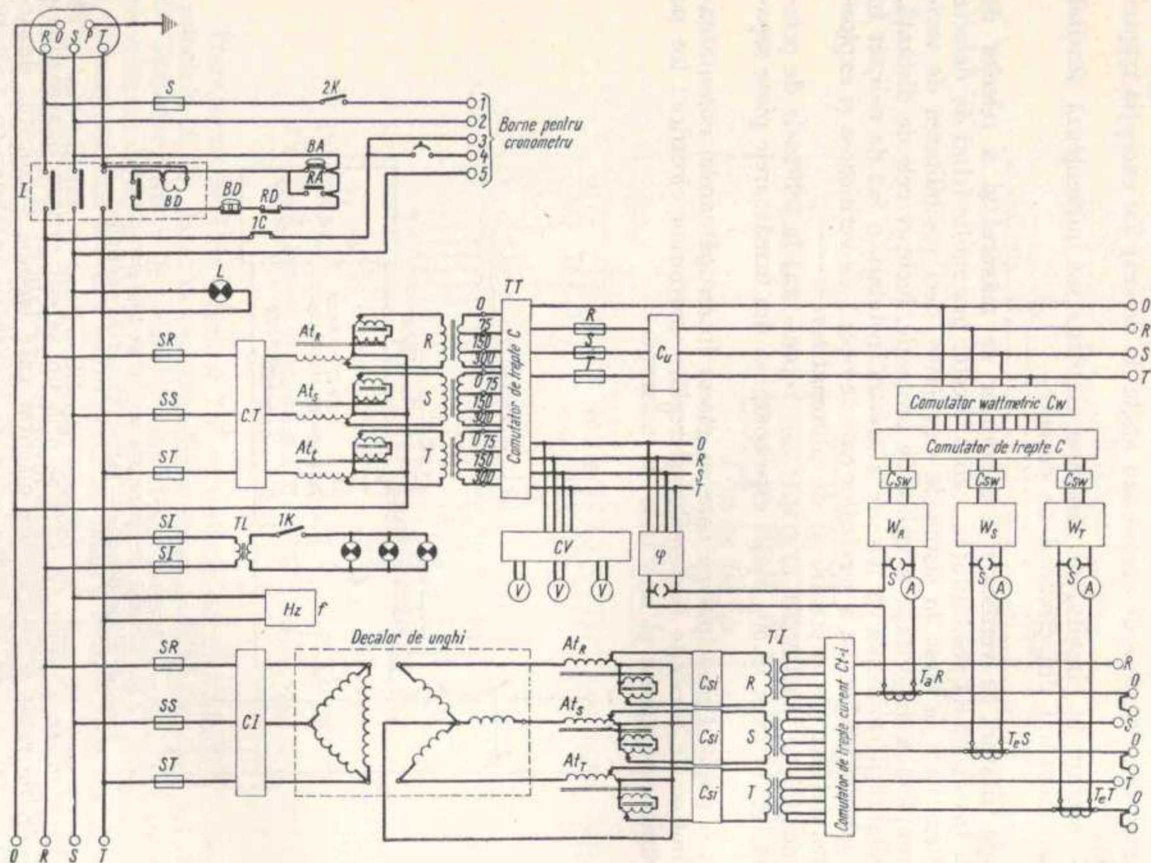


Fig. 12.30. Schema de principiu a stației trifazice pentru verificat relee speciale – partea de curent alternativ.

Într-unul din corpuri sînt aranjate la diferite nivele autotransformatoare reglabile și transformatoare pentru circuitele de tensiune ale instalației. Se mai găsesc de asemenea rezistențele adiționale ale aparatelor de măsurat și cele de comandă ale instalației. Tot în acest corp se află și siguranțele care protejează circuitele de tensiune.

— În celălalt corp se găsesc autotransformatoarele reglabile și transformatoarele etalon și principale ale părții de curent și decalorul de unghi. De asemenea se mai află în acest corp întreruptorul principal al instalației, și siguranțele care protejează circuitele de curent și ale alimentării auxiliare. În unele variante ale acestei instalații decalorul de unghi este montat în circuitele de tensiune fapt care nu modifică principiul de funcționare al stației.

Butoanele de reglare ale autotransformatoarelor reglabile și ale transformatoarelor de curent se află în partea superioară a fiecărui corp în parte. Autotransformatoarele reglabile sînt prevăzute cu două butoane care dau posibilitatea unui reglaj fin și unui reglaj brut.

Schema electrică a instalației cuprinde două părți distincte din punctul de vedere al curentului folosit: partea de curent alternativ (fig. 12.30) și partea de curent continuu (fig. 12.29).

Pentru măsurarea puterii se folosesc trei wattmetre de clasă 0,2, care pot fi conectate în patru moduri diferite și anume:

— măsurarea puterii active cu trei wattmetre;
— măsurarea puterii active cu două wattmetre;
— măsurarea puterii reactive cu trei wattmetre;
— măsurarea puterii reactive cu două wattmetre.

Întrucît în timpul verificării diferitelor aparate sau relee este necesar să se cunoască cu exactitate valoarea frecvenței curentului alternativ, pe panoul aparatelor de măsurat s-a prevăzut un frecvențmetru cu lamele f, conectat direct la rețeaua de curent alternativ.

Circuitul de curent continuu (fig. 12.29) poate fi alimentat dintr-o sursă separată, la diferite tensiuni și anume 24, 110 și 220 V. Comutatorul *CR* cu rezistențe este prevăzut pentru comutarea și introducerea rezistențelor adiționale, atît în circuitul voltmetrului cît și al releelor, corespunzător treptelor de tensiune auxiliară de la care se alimentează.

Releul *RA* servește pentru comanda de anclanșare a stației iar releul *RD* pentru comanda de declanșare. Aceste relee, ca și butoanele *BA* și *BD*, servesc pentru verificarea releelor speciale (releele de reanclanșare automată, de anclanșare automată a rezervei, de distanță etc.).

Iluminarea aparatelor de măsurat etalon se face cu ajutorul lămpilor incluse în pupitru și prin manevrarea întreruptorului $1K$. Întreruptorul $2K$ este destinat să asigure alimentarea circuitului de curent alternativ a cronometrului electric, folosit de instalație, numai atunci cînd este necesar.

Alte dispozitive. Față de instalațiile sau dispozitivele de încercare menționate mai sus, în practică se mai folosesc și altele bazate pe principii sau moduri constructive diferite. Astfel, unele protecții de distanță sau la generatoare, sînt prevăzute cu dispozitive sau scheme proprii care pot încerca parțial sau complet funcționarea acestora.

De asemenea sînt utilizate în unele cazuri, truse sau instalaţii speciale care pot produce curentul necesar verificărilor la protecţii maximale de curent, după aşa numitul principiu al suprapunerii. Acesta înseamnă de fapt suprapunerea în circuitele de curent normale, chiar în timpul funcţionării, a unui curent (de obicei alternativ) care poate provoca acţionarea elementelor principale ale protecţiei. Este de înţeles că operaţiile menţionate mai sus se fac după ce se impun şi anumite măsuri strict necesare, cum ar fi interdicţia unei declanşări intempestive, ducerea în eroare a personalului de serviciu şi altele.

Acest gen de instalaţii pe lîngă unele avantaje prezintă mai multe neajunsuri din care cauză de fapt se utilizează foarte rar. Dezavantajele cele mai principale ale acestui gen de instalaţii sînt:

— lipsa de precizie a valorilor verificate;

— costul prea mare în raport cu utilizarea;

— necesitatea unor complicaţii în schemele normale şi mai ales în circuitele deosebit de importante cum ar fi circuitele de declanşare.

Metode ş dispozitive universale pentru verificarea diodelor ş a tranzistoarelor. În paragrafele precedente, am expus principalele aparate şi scheme folosite în tehnica verificărilor şi încercărilor atît a elementelor cît şi a instalaţiilor de protecţie şi automatizare mai puţin cele statice (electronice).

Deoarece elementele statice se introduc din ce în ce mai mult în instalaţiile energetice, ne propunem să arătăm cîteva metode şi dispozitive ce se pot realiza uşor în laboratoarele de specialitate care funcţionează pe lîngă centralele sau staţiile electrice.

În principal elementele statice cum ar fi diodele, tranzistorii, tiristorii şi altele sînt montate pe plăcuţe cu circuite imprimate care se pot schimba cu altele identice şi fără defecte, atunci cînd aceasta este necesar. Fabricile constructoare îşi proiectează şi realizează instalaţii speciale pentru încercare şi verificare specifice produselor sale, neputînd fi folosite la alte elemente uneori chiar ale firmei respective.

De regulă aceste dispozitive de verificare a elementelor statice sau ale aşa numitelor *cartele* (grupuri de elemente care realizează funcţiuni bine determinate) se bazează pe principiul CATOMETRELOR. Aşa cum catometrele au valori şi socluri speciale pentru fiecare tip de lampă pe care o poate încerca tot astfel şi dispozitivele pentru încercat elementele statice sau catetele au prevăzut borne, scheme şi piese specifice tipurilor pe care le verifică. Denumirile, schemele, principiile de funcţionare sau formele constructive ale acestor dispozitive speciale diferă mult de la firmă la firmă. Ca principiu o schemă bloc a unui dispozitiv de verificare şi încercare a diodelor, tranzistoarelor sau a cartelelor cu elemente statice, se arată în fig. 12.31 unde elementul important este cel notat cu C şi care este compus din mai multe butoane, întrerupătoare sau comutatoare cu ajutorul cărora se realizează schemele necesare verificărilor. Elementele cuprinse în grupele R sînt rezistenţe, potenţiometre, lămpi de semnalizare şi altele cu ajutorul cărora se stabilesc stările circuitelor şi valorile curenţilor sau tensiunilor necesare schemei de verificare. În grupele B (B_1 şi B_2) sînt incluse sursele de alimentare de curent continuu prin baterii de diferite valori şi puteri sau de curent alternativ cu ajutorul transformatoarelor de separaţie de la reţeaua electrică. În grupa

M sînt cuprinse aparatele indicatoare (de măsură) care oferă date asupra elementelor încercate. În grupa T sînt dispozitive sau piese speciale pentru racordarea elementelor care se verifică. De regulă, racordarea diodelor, tranzis-

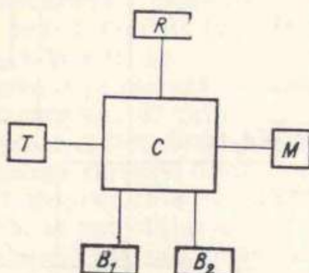


Fig. 12.31. Schema bloc şi de principiu a dispozitivului universal pentru verificarea tranzistoarelor.

toarelor sau a cartelelor se face prin cleme speciale care asigură contacte perfecte la cicuitele respective fără a fi necesar modificări sau alte operaţii (lipire, strîngere etc.) pentru încercarea lor în aceleaşi condiţii ca în instalaţiile normale.

În cazul în care lipsesc dispozitivele speciale pentru verificarea globală a unei diode sau tranzistor se poate utiliza schema din fig. 12.32. Aparatul notat cu *A* care conţine o rezistenţă, o baterie şi un micro ampermetru poate fi gradat direct în ohmi sau poate fi folosit un ohmetru obişnuit cu care controlăm continuitatea circuitelor. Tehnica verificării diodelor sau tranzistoarelor constă în măsurarea rezistenţei ohmice în cele două sensuri, direct şi invers (pentru tranzistoare se ia în comparaţie circuitele *E* faţă de *B* şi *E* faţă de *C*). Dacă rezultatul raportului dintre rezistenţa inversă şi cea directă este mai mare ca 20—50 înseamnă că elementul verificat este bun.

Pentru verificarea mai complexă şi anume a caracteristicei statice sau a factorului de amplificare pentru tranzistoare, a curentului rezidual şi a tensiunii de străpungere în lipsa dispozitivelor speciale se poate realiza în condiţii de laboratoare obişnuite, un dispozitiv universal, după schema din fig. 12.33. Acest dispozitiv conţine numai elemente fixe, are acelaşi principiu ca al catometrelor şi ca schema bloc din fig. 12.31, reprezentînd în acelaşi

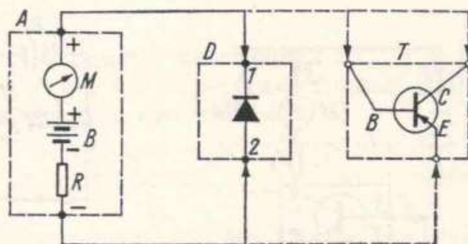
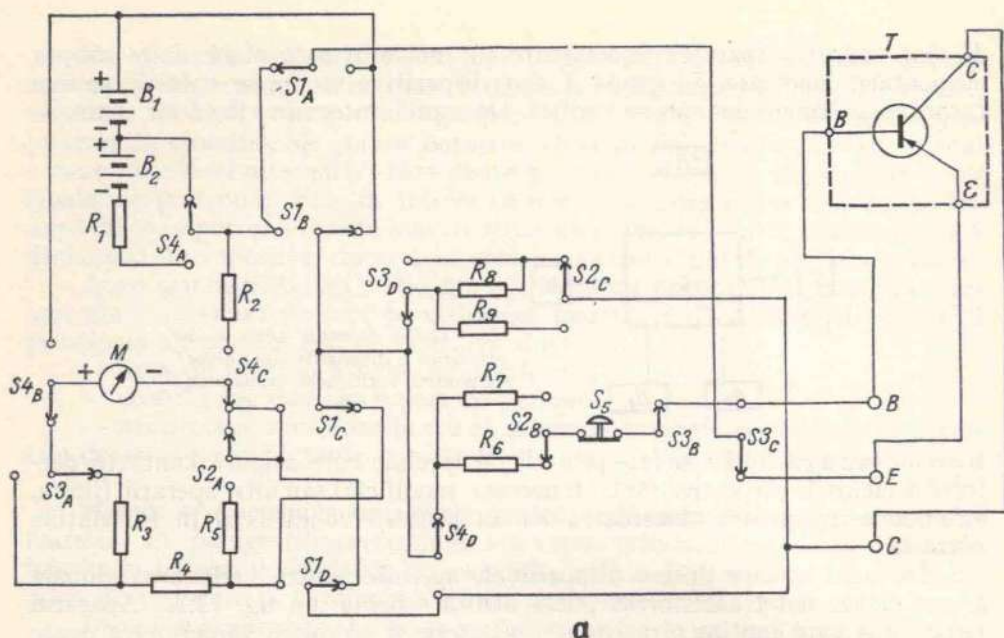
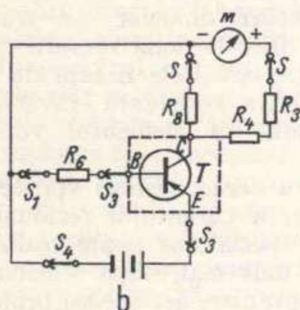
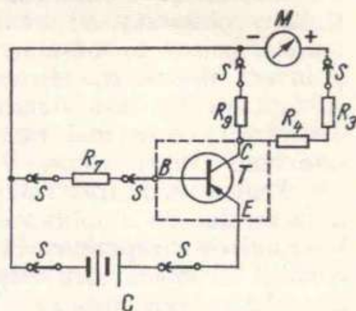


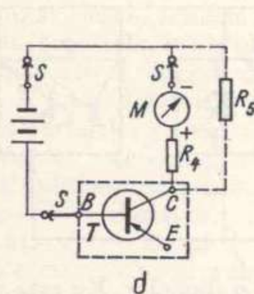
Fig. 12.32. Verificarea globală a elementelor semiconductoare.

timp o metodă simplă de verificare a tranzistoarelor şi a diodelor. Nu este prevăzut cu piese deosebite, poate fi transportabil şi alimentările de la baterii îl face apt pentru utilizare instantanee.









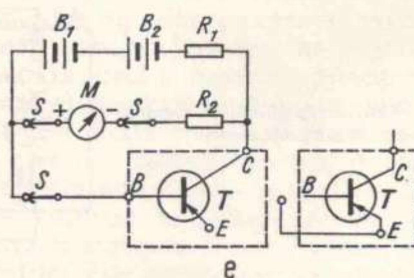


Fig. 12.33. Schema dispozitivului universal de verificat tranzistoare: *a* — schema dispozitivului; *b* — verificarea amplificării tranzistoarelor de putere mică; *c* — verificarea amplificării tranzistoarelor de putere mare; *d* — verificarea curentului rezidual; *e* — verificarea la străpungere

Toate comutatoarele și aparatul de măsură pot fi dispuse pe un panou frontal pentru citire și manevrare comodă. Permite încercarea semiconductoarelor de toate tipurile (pnp și npn).

Metoda măsurării factorului de amplificare cu acest dispozitiv constă în folosirea unui curent de bază fix și o măsurare indirectă a curentului de colector. Dacă în serie cu colectorul este plasată o rezistență de sarcină, căderea de tensiune pe această rezistență va fi direct proporțională cu curentul din colector care circulă prin ea. — Printr-o etalonare judicioasă, aparatul de măsură poate indica direct amplificarea după o scară liniară. Prin amplificare se înțelege raportul dintre curentul prin colector către curentul de bază.

Printr-o manevrare a comutatoarelor prevăzute în schema de montaj din fig. 12-33. se pot obține cîteva genuri de verificare atît a tranzistoarelor cît și a diodelor. Cele mai importante sînt:

— *Verificarea tranzistoarelor de semnal sau putere mică.* Schema principală este cea din fig. 12.33 *b*, din care se poate înțelege că: tensiunea de alimentare principală este furnizată de o baterie B_1 care nu depășește 6 — 7 V; iar valoarea factorului de amplificare este măsurată de instrumentul M racordat ca voltmetru pe rezistența R_8 de sarcină și înseriat cu R_3 și R_4 ca adiționale. Alegînd judicios raportul dintre R_6 din circuitul bazei și rezistența R_8 se pot obține indicații directe ale factorului de amplificare. Dacă majoritatea tranzistoarelor din această categorie au un factor de amplificare cuprins între 20 și 200 și alegem ca prin colector să circule un curent de ordinul miliamperilor la tensiunea bateriei de 6 V se poate deduce rezistențele necesare din restul circuitelor știind că relația de bază este.

$$\beta = \frac{i_c}{i_B} \tag{12.10}$$

unde: β este factorul de amplificare (cuprins între între 20 și 200);
i_C — curentul de colectare stabilit în limitele a 1—2 m A;
i_B — curentul de bază care rezultă.

Ca o verificare se mai poate folosi și relația.

$$i_B = \frac{V_{B1} - \Delta V_{BE}}{R_B} \tag{12.11}$$

unde: i_B este curentul de bază;
V_{B1} — tensiunea bateriei B_1;
ΔV_{BE} — căderea de tensiune în tranzistor pe circuitul emitor — bază și este cuprinsă între valori 0,3 V pentru germaniu și 0,7 V pentru siliciu la temperatura camerei (+20°C).

De remarcat faptul că la aceste valori este practic imposibil de cteriorat atît instrumentul de măsură cît și tranzistorul în cazul unor manevre greșite sau a unui circuit anormal.

— *Verificarea factorului de amplificare sau al unui punct de pe caracteristica statică a tranzistoarelor de putere mare* se face după o schemă asemănătoare ca principiu însă cu alte valori ale rezistențelor din circuite. Aceasta este indicată în fig. 12.33, *c*. Pentru acest caz, poziția comutatoarelor trebuie să fie alta decît în exemplul precedent. Ca o măsură de precauție trebuie prevă-

zut în dispozitiv o siguranță calibrată pentru situația în care se introduce un tranzistor de putere mică (din greșeală) la locul celui de putere mare astfel încît curentul din colector să nu distrugă tranzistorul.

Paramertii verificați se obțin în același mod și după aceleași formule ca și la aliniatul precedent.

— *Verificarea curentului rezidual.* Schema după care se obține această valoare este cea din fig. 12.33, *d*. Verificarea obișnuită a curentului rezidual în tranzistor folosește curentul invers care circulă prin circuitul colector — bază cunoscută și sub denumirea I_{CBO}. După cum se vede în fig. 12.33, *d*. măsurarea acestui curent se face înseriind toate elementele în circuitul alimentat de bateria B_1 adică tranzistorul cu B—C, rezistența cu R_4 și instrumentul M. Alegerea rezistenței se face pentru cazul limită dintre valoarea maximă a aparatului de măsurat (ce o poate indica pe scară) și cazul unui tranzistor scurcircuitat. Tensiunea bateriei B_1 aleasă sub limita a 7 V garantează că nu poate provoca o străpungere nedorită, sau a fenomenului de străpungere prin avalanșă (ZENER). Este evident că valorile rezistenței din circuit ca și indicațiile aparatului de măsurat sînt diferite pentru tranzistorii de puteri diferite.

Verificarea curentului rezidual pe circuitul colector — emitor I_{CEO} se poate măsura prin schimbarea corespunzătoare a conexiunilor bază — emitor. Această valoare este de obicei de „beta" ori (factorul de amplificare) mai mare decît I_{CBO}. Iată deci cum se poate face un control rapid a valorilor obținute la cele două genuri de verificări menționate la aliniatele precedente.

— *Verificarea valorii de străpungere a colectorului.* Aceasta este o verificare deosebit de prețioasă pentru folosirsa tranzistorului în circuitele reale de tensinue peste anumite valori care pot deveni la un moment dat critice.

Verificarea se face după o schemă ca în fig. 12.33, *e* în care se folosește o a doua baterie B_2 capabilă să mărească tensiunea cu încă 45 V față de prima. Atît tensiunea de străpungere—colector—emitor cu baza în gol notată cu U_{CEO} cît și tensiunea de străpungere colector—bază cu emitorul în gol U_{CBO} sînt prevăzute cu o străpungere măsurată pînă la 50 V. În mod deosebit se are grijă ca străpungerea realizată să nu fie permanentă sau ireversibilă pentru circuitele tranzistorului. Soluția pentru evitarea acestei situații este să nu depășim puterea disipată admisibilă de tranzistor cu cea pe care se disipează în mod real în momentul străpungerii. Majoritatea tranzistoarelor moderne pot disipa în mod curent 50 m W și chiar mai mult, astfel încît dacă asigurăm o putere de disipare mult sub aceasta, sîntem în afara oricăror surprize nedorite. Pentru limitarea curentului de străpungere în cazul fig. 12.33 *e*. este recomandabil să se utilizeze o rezistență de 22 kΩ în locul lui R_1 și instrumentul să fie montat pentru a măsura direct 0—50 V. În acest fel se măsoară direct tensiunea de străpungere iar puterea disipată în tranzistor este de ordinul mW și chiar mai puțin.

Realizarea conexiunilor corespunzătoare circuitelor pe care dorim să le verificăm se poate face fie prin manevrarea comutatoarelor, fie prin mutarea tranzistorului în soclul său.

După același principiu și schemă se poate face verificarea străpungerii la diodele speciale de tip ZENER.

Cu ajutorul acestui dispozitiv putem căpăta și alte informații dacă ne sînt necesare. Una dintre ele constă în determinarea faptului că un tranzistor anumit este din germaniu sau siliciu. Valoarea obișnuită a curentului rezidual al tranzistorului cu germaniu este în general mai mare decît a celui cu siliciu. Atunci cînd nu avem tranzistor de comparație trebuie să rețină că tranzistorii cu germaniu au curentul rezidual cuprins între 1 și 4 mA în timp ce la siliciu este cu mult sub 1 mA.

Este de reținut faptul că verificările descrise mai sus cu ajutorul dispozitivului menționat se fac pentru valori fixe în principiu cîte una singură. Dacă este necesar să se mărească numărul determinărilor în fiecare caz în parte se pot folosi în principiu aceleași scheme, numai că în locul rezistențelor cu valori fixe din circuitele de bază se pot utiliza reostate sau potențiometre corespunzătoare.

De asemenea se poate observa și în cazul preciziei măsurărilor. Atunci cînd se dorește o precizie mai ridicată se pot folosi aparate de măsură etalon sau de clasa necesară.

12.4. VERIFICAREA ÎN LABORATOR A ELEMENTELOR DE PROTECȚIE ȘI AUTOMATIZARE

În laborator se pot crea condiții mult mai complete și mai concludente de verificare a elementelor componente ale instalațiilor de protecție și automatizare. Este mai greu să se simuleze în laborator întreaga instalație care trebuie încercată, după cum la locul de montare a instalației este greu să se creeze aceleași posibilități ca în laborator. În laborator se pot verifica și studia toate acele elemente sau părți din instalația respectivă, ce se pot demonta și transporta de la locul de instalare pînă în laborator. Nu se pot transporta în laborator unele elemente (întreruptoare, transformatoare de măsură etc.), care se verifică prin încercări la fața locului, împreună cu întreaga instalație.

Elementele cele mai caracteristice care se pot verifica în laborator sînt releele de toate tipurile, împreună cu anexele necesare funcționării lor în condiții normale. Ca anexe întîlnim în marea majoritate a cazurilor, rezistențe, inductanțe și capacități sub forma unor piese detașate de releul principal și fără de care nu se pot efectua încercări complete.

Avantajul cel mai important al studierii sau verificării în laborator a elementelor de protecție și automatizare constă în faptul că se poate trage o concluzie sigură și precisă datorită condițiilor ce se pot asigura.

Verificările sau studiile în laborator se pot efectua după un program mai larg și într-un timp mai lung decît atunci cînd instalația respectivă rămîne pe loc și este scoasă din funcțiune pentru o anumită perioadă. De asemenea, eventualele reparații sau modificări ce apar în timpul verificării se pot realiza în condiții incomparabil mai bune și mai comode în laborator. Evident este și faptul că în laborator se poate urmări cu mai multă ușurință funcționarea diferitelor părți componente ale elementului și în alte poziții sau condiții decît cele de pe teren. Lipsa prafului, a umidității, a agenților chimici,

a cîmpurilor magnetice sau electrice și a altor factori care pot influiența în rău funcționarea releelor face ca verificarea în laborator să fie totdeauna de preferat.

Sursele și utilajele de care dispun în general laboratoarele sînt mai sigure și mai puternice, astfel încît și din acest punct de vedere verificările în laborator sînt totdeauna de preferat.

Volumul și natura verificărilor depind atît de locul în care se efectuează cît și de tipul și scopul acestora.

În laborator se verifică de obicei, așa cum am arătat, elementele de protecție care în general sînt relee maximale de curent, relee de timp, relee intermediare, relee direcționale și altele. Verificarea oricărui tip de releu cuprinde două capitole importante și anume.

— verificarea părții mecanice;

— verificarea părții electrice.

Verificarea părții mecanice care nu diferă în general de la releu la releu se referă la : etanșeitate; starea șuruburilor de la bornele exterioare; jocul în lagăre al părților mobile; starea contactelor; starea resoartelor spirale, starea diferitelor piese de susținere sau de prindere a părților componente ale releului, starea mecanismului de temporizare al releelor de timp etc.

Verificarea părții electrice are comun pentru orice tip de releu, numai verificarea izolației, în rest diferă de la unul la altul în funcție de tipul releului respectiv. Amănunte și precizări în legătură cu valoarea tensiunii de încercare a izolației releelor sînt reglementate prin instrucțiunile speciale ale fabricii constructoare. Verificarea și reglarea caracteristicii electrice este proba cea mai importantă a oricărui tip de releu.

La releele intermediare de exemplu tip RI sau altele asemănătoare sînt importante următoarele probe electrice:

— închiderea sau deschiderea sigură și simultană a tuturor contactelor electrice; verificarea se efectuează la tensiunea și sarcina prescrisă de fabrică;

— tensiunile de acționare și de revenire ale releului; aceasta se verifică cu curent continuu sau alternativ, în funcție de construcția releului.

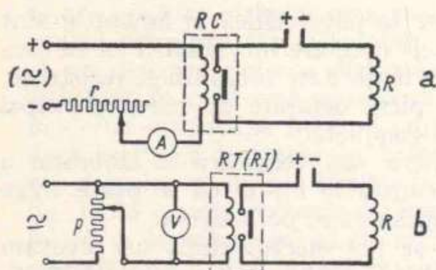


Fig. 12.34. Verificarea caracteristicilor electrice ale releelor:
a — releu de curent; *b* — releu de tensiune.

Schema de verificare a părții electrice a releelor intermediare sau de tensiune este aceea din fig. 12.34, *b*.

La releele maximale sau minimale de curent sau de tensiune (tip RC sau RT) verificarea părții electrice este în principiu identică cu cea a releelor intermediare cu deosebirea că proba a doua se repetă pentru fiecare punct al scalei. Evident că la releul de curent se verifică curentul de acționare și de revenire. Pentru aceste tipuri de relee este important să se verifice și raportul dintre curenții sau tensiunile de acționare sau de revenire, denumit și *coeficient de revenire.*

Schemele de verificare electrică a releelor de curent și tensiune sînt reprezentate în fig. 12.34, în cazul cînd se folosesc reostate și potențiometre. Sursa

folosită de curent continuu sau alternativ este în funcție de tipul releelor care se verifică.

Contactele releelor se încearcă la închiderea sau la deschiderea circuitului comandat de releu în schema de protecție sau cu o sarcină echivalentă și la tensiunea corespunzătoare. Închiderea sau deschiderea trebuie să fie precise și sigure, fără vibrații sau scînteieri. Pentru releele maximale cu contacte normal deschise verificarea închiderii contactelor se face prin mărirea curentului în bobina releului, începînd de la 5% peste valoarea reglată pînă la de cinci sau de mai multe ori valoarea reglată (atît cît permite instalația de încercare a releelor și stabilitatea lor termică).

Verificarea și reglarea caracteristicilor electrice ale releelor direcționale este mai complicată întrucît trebuie să se urmărească acționarea contactelor releului pentru variații de unghi, de curent și de tensiune. Dăm spre exemplificare schema de verificare a unui releu direcțional tip IMB 178 (fig. 12.35, *a*). Cu ajutorul acestei scheme se verifică:

— Caracteristica de funcționare, închiderea sau deschiderea contactului în funcție de unghiul de defazaj dintre tensiune și curent numită și *caracte-*

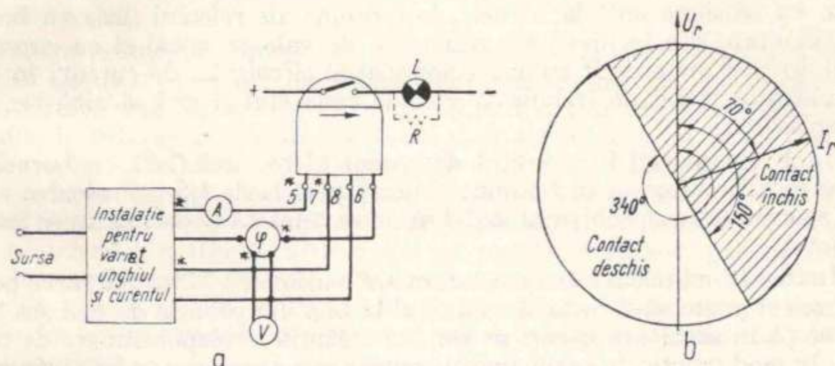


Fig. 12.35. Schema de verificare (*a*) și diagrama de funcționare (*b*) a releului direcțional tip IMB 178.

ristică unghiulară; la acest tip de releu, caracteristica unghiului pentru o alimentare cu 100 V în circuitul de tensiune și 5 A în circuitul de curent este indicată în tabelul 12.5 sau în diagrama din fig. 12.35, *b*, în acest fel se poate determina unghiul de sensibilitate maximă sau unghiul interior al releului direcțional care, pentru cazul dat este de 70°.

Tabelul 12.5

	159° – 341°	339° – 161°
Poziția contactului	deschis	închis

— Caracteristica de sensibilitate a releului $U=f(I)$, pentru unghiul de sensibilitate maximă; în schema de mai sus vom menține unghiul la 70°. inductiv și variind tensiunea în trepte fixe, vom nota ca în tabelul 12.6 valorile curentului la care releul își închide contactul; teoretic această caracteristică ar trebui să fie o hiperbolă și în mod practic rezultatele se apropie

destul de mult de această curbă; abaterile care intervin se datoresc în mare parte erorilor aparatelor de măsurat și citirilor.

— Verificarea închiderii simetrice a fluxurilor releului, în scopul evitării închiderii de la sine a contactului; această probă este specifică releului direc-

Tabelul 12.6

U_V	100	50	20	10	5	3	2	1	Nu mai închide
I_A	0,01	0,02	0,05	0,1	1,95	3,2	4,5	10	20

țional de inducție tip IMB, care își poate închide contactul atunci cînd întrefierurile celor patru poli nu sînt simetrice și releul este alimentat numai cu curent sau tensiune (fără să aibă condiții de acționare), verificarea acestei asimetrii constă din două probe și anume:

a. cu tensiune nulă la bornele de tensiune ale releului (însă cu bornele scurtcircuitate sau închise pe o rezistență de valoare mică) și cu curent de 4—10 ori mai mare decît curentul nominal al circuitului de curent; în acest caz echipajul mobil nu trebuie să închidă contactul și nici să aibă tendința de deplasare;

b. cu curent nul în circuitul de curent al releului (însă cu bornele de curent scurtcircuitat) și cu tensiune ridicată pînă la de 1,5 ori valoarea nominală, se urmărește ca echipajul mobil să nu se rotească și deci să nu se închidă contactul.

În cazul cînd releul este dereglat, există o asimetrie în întrefierurile polilor săi și releul poate să-și închidă contactul la una din probele de mai sus. Este evident că în asemenea cazuri se vor lua măsurile corespunzătoare de remediere. În mod practic, în cazul amintit remedierea asimetriei se face prin modificarea poziției sîmburelui de tole din interiorul tamburului de aluminiu (care are o teșitură destinată special pentru aceasta), pînă cînd releul nu mai prezintă anomalia semnalată.

12.5. VERIFICAREA TRANSFORMATOARELOR DE MĂSURĂ ȘI A FILTRELOR

12.5.1. Transformatoare de măsură

Transformatoarele de măsură pentru protecție pot fi privite din două puncte de vedere și anume:

— ca elemente componente ale instalației de înaltă tensiune;

— ca elemente componente ale schemelor de protecție și automatizare.

Pentru primul caz, încercările sînt bine precizate în instrucțiunile privind aceste elemente. Ele se efectuează în special la punerea în funcțiune sau la înlocuirea elementelor care se defectează sau devin suspecte. De regulă probele au scopul de a verifica mai mult dacă transformatorul corespunde din punctul de vedere al izolației, clasei de precizie (eroare de raport și de unghi) etc. Nu totdeauna personalul care verifică instalația primară, verifică și corecta racordare la circuitele secundare. Această verificare este obligatorie pentru personalul care se ocupă cu instalația de protecție și automatizare. Pentru o siguranță mai mare asupra modului cum sînt realizate schemele circuitelor secundare ale unor protecții speciale (diferențială, direcțională, de distanță, controlul sincronismului etc.) este necesară totdeauna verificarea transformatoarelor de măsură care intră ca element component al schemei de protecție. Astfel, pentru protecțiile maximale de curent racordate în secundarul transformatorului de curent este obligatorie verificarea raportului de transformare al acestuia; această verificare nu este de mare precizie, ci are mai mult scopul de a evita greșeli de raport (trebuie verificat dacă transformatorul a fost conectat pe raportul de transformare stabilit în calculele reglajelor protecției).

Pentru protecțiile direcționale sau diferențiale la care interesează sensul energiei electrice măsurate cu transformatoarele respective, pe lîngă verificările arătate mai sus se verifică și modul cum a fost respectată polaritatea acestora, în funcție de schema protecției și de amplasarea lor în instalația de înaltă tensiune. În sfîrșit este importantă și alegerea înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent pentru măsură sau protecție. De exemplu, trebuie controlat să nu se facă conectarea protecției diferențiale în înfășurările secundare ale transformatoarelor de curent destinate pentru măsură întrucît aceasta poate duce la acționarea greșită a protecției. Tot din acest punct de vedere trebuie verificate foarte atent conexiunile tuturor transformatoarelor intermediare de curent sau tensiune folosite în schemele de protecție și automatizare.

Pentru realizarea practică a celor menționate în cele mai multe cazuri nu sînt necesare aparate speciale sau instalații complicate, ele putîndu-se efectua ușor cu aparatele de măsurat descrise mai sus, care intră în dotația obligatorie a oricărui laborator sau echipă de verificare.

Încercările cele mai frecvente care se efectuează asupra transformatoarelor de măsură utilizate în schemele de protecție și automatizare au ca scop:

— verificarea raportului de transformare;

— verificarea polarității bornelor transformatoarelor de măsură sau a grupelor de conexiuni ale celor de tensiune;

— verificarea caracteristicii, tensiunii — curent sau curbei de magnetizare a transformatoarelor de curent atunci cînd este necesar.

Verificarea raportului de transformare ale transformatoarelor de curent se face cu una din schemele din fig. 12.36 care cuprind: o sursă de alimentare, dispozitivul prin care se variază curentul pînă la valoarea nominală a transformatorului *TC*, un transformator etalon *T* pentru măsurarea curen-

tului, la bornele căruia este conectat un ampermetru; în serie cu transformatorul de măsură etalon este conectat transformatorul de măsură T_i care se încearcă, la bornele căruia este conectat un ampermetru.

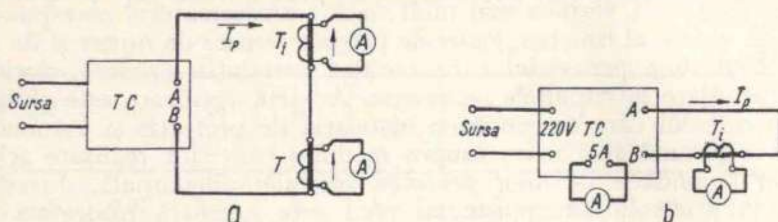


Fig. 12.36. Schema de încercare a transformatorului de curent (a) şi schema de încercare a transformatorului de curent cu trusa de curenţi mari — care are transformator etalon (b)

Raportul de transformare se calculează în acest caz cu formula cunoscută

$$n_c = \frac{I}{i}. \tag{12.12}$$

Dacă raportul de transformare al transformatorului etalon coincide cu al celui de încercat, se compară numai indicaţiile celor două ampermetre conectate la bornele acestora.

Verificarea raportului de transformare al transformatoarelor de tensiune se face în două moduri:

— Cele care au rapoarte de transformare mari (sînt conectate direct la înaltă tensiune), se verifică după schema din fig. 12.37; raportul de transformare este uşor de calculat cu formula:

$$n_t = \frac{U}{u}. \tag{12.13}$$

— Cele de tensiune joasă, de rotirea fazei etc., care au raportul de transformare apropiate de unitate, se verifică după schema din fig. 12.38, iar raportul de transformare se calculează cu formula

$$n = \frac{V_1}{V_2}. \tag{12.14}$$

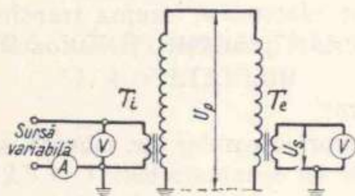


Fig. 12.37. Schema de încercare a raportului de transformare la transformator de tensiune.

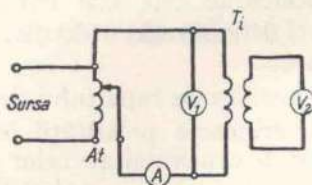


Fig. 12.38. Schema de verificare a raportului de transformare la transformator intermediar.

Ampermetrul este necesar pentru a se controla curentul absorbit de transformator în gol.

Verificarea polarității transformatoarelor de măsură se poate face în mai multe feluri, în funcție de mijloacele de care se dispune în momentul respectiv. Cel mai folosit sistem este reprezentat în fig. 12.39. Această metodă are ca principiu determinarea polarității sursei de curent continuu E, cu ajutorul unui aparat magnetoelectric V, prin intermediul transformatorului care se încearcă T_i. Pentru transformatoarele de curent obișnuite cu raportul de transformare 100—600/5 A se poate folosi o pilă electrică uscată de 2—4 V și un aparat de măsurat magnetoelectric cu limitele 3—30 V. Este indicat a se folosi aparate de măsurat cu grad mare de amortizare, pentru a nu se induce în eroare operatorul datorită imperfecțiunii contactului butonului B în momentul stabilirii curentului. Se realizează schema din fig. 12.39, în care există două situații și anume:

— în cazul cînd polaritatea coincide cu notațiile indicate pe bornele primare și secundare, la apăsarea butonului B deci la stabilirea circuitului, aparatul V trebuie să indice o tensiune electromotoare (de scurtă durată) în sensul pozitiv (spre dreapta), iar la eliberarea butonului, deci la întreruperea circuitului, indicațiile aparatului V trebuie să fie negative (spre stînga);

— în cazul cînd polaritatea nu coincide cu notațiile indicate pe bornele primare și cu cele secundare, comportarea aparatului este inversă decît mai sus.

Pentru a nu se deteriora aparatele de măsurat magnetoelectrice obișnuite (care au punctul O în stînga scării) este bine să se folosească pentru această probă aparate cu punctul O la mijloc deci cu scară dublă.

Determinarea polarității se mai poate face și cu ajutorul unui wattmetru sau a unui alt aparat care indică sensul curentului (fig. 12.40). În acest caz

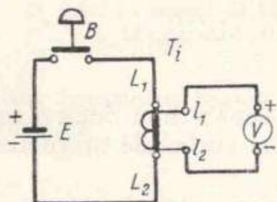


Fig. 12.39. Schema de verificare a polarității transformatoarelor de curent cu voltmetru și pilă electrică.

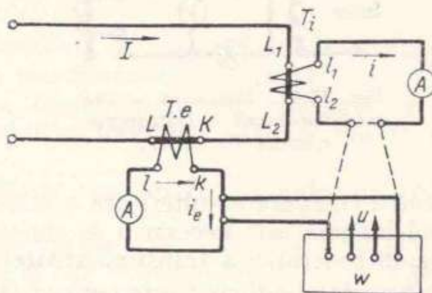


Fig. 12.40. Schema de verificare a polarității transformatoarelor de curent cu wattmetru.

circuitul de curent al wattmetrului se leagă succesiv în circuitele din secundarul transformatorului etalon, după care se înseriază în circuitul secundar al transformatorului care se încearcă. În cazul în care polaritățile sînt corect notate, indicațiile wattmetrului au același semn în ambele măsurări. În cazul în care polaritatea transformatorului nu este corectă, indicațiile wattmetrului vor avea semne diferite în cele două măsurări. Această probă este concludentă, însă după cum se vede necesită un montaj mai complet, cu aparate mai multe; pentru acest motiv ea nu este folosită în practică.

Metodele de determinare a polarității transformatoarelor de măsură a tensiunii sînt în principiu asemănătoare cu ale celor de curent.

Trebuie subliniat faptul că transformatoarele de măsură a tensiunii care funcționează după principiul divizorilor capacitivi nu li se pot determina polaritățile cu ajutorul metodei în curent continuu.

Determinarea caracteristicii $U = f(I)$ (caracteristica volt-amper) se face cu ajutorul schemei din fig. 12.41. Cu ajutorul autotransformatorului reglabil *At* se poate obține o tensiune variabilă de la 0 pînă la valoarea tensiunii nominală a sursei de alimentare. Cu ampermetrul și cu voltmetrul se măsoară curentul și tensiunea necesare magnetizării înfășurării secundare a transformatorului de curent, atunci cînd înfășurarea primară este deconectată.

Înainte de a se începe această încercare este bine să se controleze izolația înfășurărilor transformatorului. Trebuie să se deconecteze legătura la pămînt a înfășurării secundare în momentul măsurării, pentru a se evita suprasolicitarea ei din cauza unei greșeli de montaj sau de manevrare. Se recomandă ca măsurările să înceapă de la valori mici și să nu depășească decît pentru scurt timp parametrii nominali ai transformatorului măsurat. În cazul cînd transformatorul este bun, curba de magnetizare (fig. 12.42) are forma *I*, iar cînd el este defect are forma *II*.

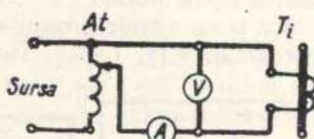


Fig. 12.41. Ridicarea curbei tensiune-curent a transformatoarelor de curent.

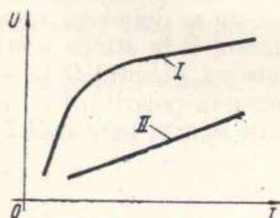


Fig. 12.42. Forma curbelor tensiune-curent.

Pentru compararea ulterioară a stării transformatorului după o funcționare îndelungată este necesar a se cunoaște forma curbei de magnetizare la punerea în funcțiune a transformatoarelor.

Sînt unele cazuri cînd este necesar să se compare între ele caracteristicile transformatoarelor de curent sau intermediare, pentru a se putea hotărî asupra folosirii lor raționale. Acest lucru se întîmplă în cazurile protecțiilor diferențiale sau a filtrelor de secvență homopolară. Este posibil ca măsurile efectuate ca mai sus să nu fie suficient de concludente, acest lucru referindu-se în special la caracteristica tensiune-curent, pe care se contează cel mai mult. Aceasta se poate datora fie erorilor aparatelor de măsură folosite, fie folosirii unor aparate diferite pentru măsurări separate ale transformatoarelor. Pentru obținerea datelor necesare unor concluzii mai sigure se recurge la alte măsurări mai speciale. Una dintre metodele cele mai folosite pentru alegerea a două transformatoare identice este indicat în fig. 12.43. Aparatul de măsurat conectat la înfășurările secundare ale transformatoarelor T_1 și T_2 trebuie să permită măsurări între limite foarte largi (de la dublul valorii nominale pînă la

zeci de miliamperi). Totodată rezistența interioară a aparatului nu trebuie să fie mai mare decît cea a unui releu de curent sau diferențial care se folosește în schemele de protecție, chiar pentru domenii de măsurare de ordinul miliamperilor.

Este evident că pentru două transformatoare identice, curentul măsurat de ampermetrul conectat ca în fig. 12.43 nu depășește valori de zeci de miliamperi, atunci cînd în primar circulă curentul nominal al transformatoarelor încercate. În caz contrar diferența este mult mai mare. Dintr-un lot mai mare se aleg bineînțeles transformatoarele care dau cea mai mică diferență.

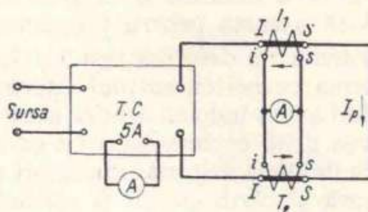


Fig. 12.43. Compararea identității transformatoarelor de curent

Este recomandabil să se verifice și încărcarea circuitelor transformatoarelor. Pentru transformatoarele de curent este ușor de calculat (în cazul cînd nu avem alte indicații decît datele sale nominale), care este sarcina admisă pentru înfășurarea secundară, în scopul respectării clasei de precizie. Această sarcină maximă este dată de formula

$$Z_n = \frac{P_n}{I_n} [\Omega] \tag{12.15}$$

în care: Z_n este sarcina maximă admisibilă în limita clasei de precizie sau sarcina nominală a transformatorului, în Ω;
P_n — puterea nominală a transformatorului respectiv, în VA;
I_n — curentul nominal al transformatorului (5 A sau în unele cazuri 1 A).

Pentru transformatoarele de tensiune care au U_n secundar de 100 V se aplică formula

$$Z_n = \frac{U_n^2}{P_n} = \frac{10\,000}{P_n} \tag{12.16}$$

în care: U_n este tensiunea nominală secundară, în V (100 în cazul dat);
P_n — puterea nominală a transformatorului respectiv, în VA.

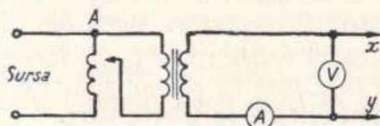


Fig. 12.44. Schema de măsură a sarcinii secundare a transformatorului de curent.

Sarcina secundară a unui transformator se măsoară în același mod ca la ridicarea curbei volt-amper, cu o schemă din fig. 12.44. Circuitul de curent sau tensiune la care sînt racordate aparatele de măsurat sau de protecție se

leagă în punctele x și y. În practică, aceasta se realizează chiar la bornele transformatorului, pentru a se include și conductoarele de legătură dintre transformatoare și instalația propriu-zisă, avînd grijă să nu existe nici o legătură cu secundarul transformatorului de măsură. Impedanța măsurată la unul din parametrii nominali ai circuitului respectiv (5 sau 1 A pentru transformatoarele de curent și 100 V pentru cele de tensiune), trebuie să fie mai mică decît valoarea maximă admisibilă Z_n pentru reductoarele de curent și mai mare decît aceasta pentru transformatoarele de tensiune.

Pentru a nu deforma rezultatele, vom lua toate măsurile necesare, astfel încît forma curbei curentului alternativ folosit să fie riguros sinusoidală. În cazul cînd avem îndoieli asupra acestui lucru și nu avem posibilități de control vom avea grijă ca instalația cu care realizăm schema din fig. 12.44 să aibă o putere de două sau mai multe ori mai mare decît aceia a transformatorului de măsură al cărui circuit îl verificăm.

12.5.2. Verificarea filtrelor

Filtrele de secvență directă, inversă sau homopolară folosite în instalațiile de protecție și automatizare pot fi verificate la fel ca și transformatoarele de măsură menționate mai sus.

Un criteriu poate fi:

— ca elemente componente instalațiilor, de regulă circuitele secundare;

— ca elemente separate (independente de instalațiile de protecție și automatizare).

Pentru primul caz se verifică odată cu întreaga instalație de protecție. Cea mai curentă verificare se face alimentînd intrarea filtrului cu o sursă trifazată simetrică în două sau mai multe situații și anume: în regim normal și în regim anormal.

Luînd spre exemplificare un filtru de secvență inversă folosit pentru relee care sesizează scurtcircuitele asimetrice (de tipul RT2) montate pe generatoare și alimentîndu-l ca în fig. 12.45 se verifică pentru regim de scurt circuit asimetric. În această situație filtrul trebuie să acționeze, adică la ieșire, obținem valorile de funcționare. În practică această situație se realizează atunci cînd se încearcă protecția maximală pe viu, sau cînd se ridică caracteristica de scurtcircuit a generatorului. Pentru regimul anormal (funcționarea ca în caz de defect asimetric) se inversează în circuitele secundare de curent ale protecției respective, două din cele trei faze ale instalației.

Această verificare se poate face și la o instalație trifazată care să fie capabilă să furnizeze un sistem simetric de curenți, așa cum sînt stațiile trifazate de curent folosite în laboratoare.

Pentru cazul al doilea se verifică separat atît fiecare circuit al filtrului cît și ansamblul său.

Dacă ne referim la același exemplu, filtrul de secvență inversă, există posibilitatea ca să se verifice cu o sursă monofazică unele caracteristici impor-

tante ale acestuia. Este de înţeles că în această situaţie este necesar să se facă corectarea mărimilor de intrare şi ieşire cu diferenţa de principiu în alimentare. În fig. 12.46 se indică modul cum se poate face încercarea unui filtru de secvenţă inversă cu ajutorul unei surse monofazice. În acest caz coeficientul de corecţie este $\sqrt{3}$ deoarece din analiza modului de funcţionare al filtrului pentru acest regim este diferit de cel trifazat.

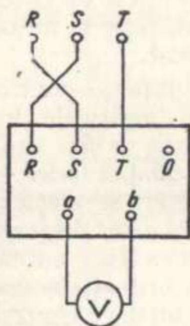


Fig. 12.45. Încercarea trifazată a filtrului de secvenţă inversă.

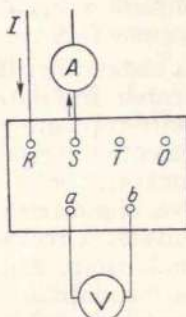


Fig. 12.46. Încercarea monofazată a filtrului de secvenţă inversă.

Coeficienţii de corecţie ca şi modurile de alimentare (mono, bi sau trifazică) diferă după tipul filtrelor care se verifică. Aceştia se dau mai precis în instrucţiunile speciale ale furnizorului sau elaborate în mod deosebit pentru instalaţiile în cauză.

12.6. VERIFICAREA SCHEMEI COMPLETE DE PROTECŢIE ŞI AUTOMATIZARE

După terminarea montajului (cazul instalaţiilor noi), sau a punerii la punct a tuturor elementelor de protecţie şi automatizare (cazul instalaţiilor în revizie sau reparaţie) se trece la verificarea în ansamblu a instalaţiei respective. În cazul instalaţiilor noi nu se iau măsuri speciale din punctul de vedere al protecţiei muncii (ca pentru instalaţiile în funcţiune) în afara celor impuse de verificările cu tensiune mărită.

La instalaţiile în funcţiune, se procedează, după scoaterea lor de sub tensiune, la izolarea lor de partea cu înaltă tensiune, de către personalul de serviciu al staţiei sau al centralei respective. Lucrările de verificare se execută de către personalul specializat şi nu trebuie începute decît după ce s-au terminat toate operaţiile pregătitoare şi s-au luat toate măsurile de prevenire a accidentelor, reglementate prin R.E.T. şi N.P.M.

Ţinînd seama că unele dintre probleme ce trebuie efectuate pentru verificarea completă a instalaţiilor de protecţie şi automatizare (consultarea documentaţiilor, verificarea aspectului exterior şi al izolaţiei etc.) au fost tratate

în paragrafele precedente nu vom mai insista asupra lor. De asemenea se presupune că fiecare releu sau element component al schemei a fost verificat separat și s-au realizat reglajele corespunzătoare.

Înainte de a se trece la verificarea completă a instalațiilor, se controlează dacă toate conexiunile din șirurile de cleme sînt strînse în clemele respective și în mod special șuruburile din cleme. Este deosebit de important ca toate șuruburile să fie strînse, mai ales cele din circuitele de curent.

Verificarea completă a instalațiilor de protecție și automatizare se face în două moduri și anume fără curent și cu curent.

Prin verificarea instalațiilor fără curent se înțelege controlul tuturor legăturilor dintre elementele instalației respective (legăturile dintre transformatoarele de măsură, întreruptoare etc.) și panourile pe care sînt montate releele, legăturile dintre elementele componente ale instalației (relee, lămpi de semnalizare, aparate de măsurat etc.). Aceste verificări se efectuează cu ajutorul telefoanelor portative, ohmmetrelor, soneriilor și altor dispozitive similare care controlează continuitatea circuitelor. Verificarea fără curent este sigură și simplă, însă cere mult timp, mai ales pentru instalațiile mari.

Prin verificarea instalațiilor cu curent se înțelege controlul tuturor legăturilor dintre elementele instalației, cu ajutorul curentului sau al tensiunii. În acest scop se alimentează instalația respectivă cu curentul sau cu tensiunea de regim. Acest gen de verificare se mai numește și *verificarea în ansamblu* sau *verificarea interacțiunii schemei*.

Pentru a se verifica interacțiunea schemei de curent continuu, după ce s-a constatat că toate elementele funcționează corect și schema găsită coincide cu cea din proiect, se trece la încercarea interacțiunii releelor din întreaga instalație. În acest scop, se îndepărtează toate legăturile provizorii realizate în timpul verificărilor anterioare (ale izolației, ale elementelor separate etc.). Dacă verificarea necesită și acționarea unui întreruptor sau separator de înaltă tensiune pentru siguranță, se mobilizează personalul care exploatează aceste elemente și se manevrează de cîteva ori de la fața locului. După ce s-a constatat că toate elementele instalației sînt în ordine se introduc siguranțele de curent continuu și se controlează dacă toate releele și lămpile de semnalizare sînt alimentate sau nu în conformitate cu schema de principiu a instalației respective. În acest timp se fac măsurări pentru constatarea prezenței curentului continuu, la toate clemele unde el trebuie să existe în mod normal. Controlul se începe de la ieșirea din siguranțe și se continuă în toate panourile și punctele racordate la instalația respectivă, indiferent de locul unde se află. Concomitent cu aceasta se controlează încălzirea sau comportarea tuturor elementelor care sînt permanent sub tensiune.

În principiu nu se trece la o altă operație de verificare sau control pînă cînd nu se lămuresc toate situațiile anormale întîlnite.

Pentru exemplificare se descrie verificarea interacțiunii schemei de curent continuu, a unei protecții maximal direcționale cu două trepte de timp (fig. 12.47). După constatarea prezenței tensiunii la clemele *15* și *13*, se anclanșează întreruptorul și se conectează dispozitivul de deconectare *DD*, pentru stabilirea circuitului normal de declanșare.

Se închid, cu o piesă izolantă, contactele releului *RPa* și *1RCa*, după care întreruptorul trebuie să declanșeze rapid și releul *1RS* să semnalizeze

prin căderea clapetei și aprinderea lămpii de avarie *LA* (nefigurată în schemă). Se reanclanșează, manual întreruptorul și se repetă operația prin închiderea contactelor releelor *RPa* și *2RCa*. De data aceasta trebuie să se comande temporizat declanșarea întreruptorului după un timp la care este reglat releul *1RT*. Se controlează dacă întreruptorul a declanșat și releul *2RS* a semnalizat optic și acustic (semnalizările releului *2RS* nu sînt figurate în schemă).

Se continuă în acest mod pînă se controlează toate contactele și toate circuitele din schema desfășurată din fig. 12.47. Acest exemplu de verificare

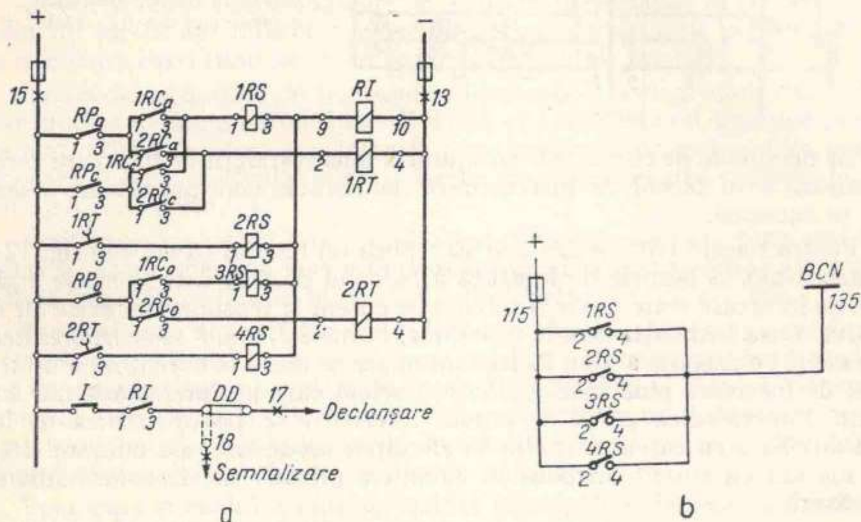


Fig. 12.47. Schema desfășurată în curent continuu a unei protecții în două trepte: *a* — partea de comandă; *b* — partea de semnalizare.

a interacțiunii schemelor de protecție și automatizare este aplicabil și perfect valabil pentru orice fel de schemă, oricît de complicată.

În cazul cînd schema funcționează defectuos și nu dă rezultatele dorite se trece la controlul din aproape în aproape, pentru depistarea defectului. Cel mai recomandabil în această situație este folosirea unui voltmetru sau unei lămpi de probă pentru a controla prezența tensiunii operative în nodul cercetat. De exemplu, vrem să cercetăm dacă se închide sau nu (din punct de vedere electric), contactul releului *RPc* din fig. 12.47. Conectăm voltmetrul cu o bornă la clema *13* (minus) și cu cealaltă la clema *3* a releului *RPc*. În primul moment voltmetrul nu trebuie să indice nimic; el va indica tensiunea operativă, numai după ce închidem contactul releului *RPc*. Dacă nu indică nimic nici după închiderea contactului respectiv, înseamnă că legătura pînă la contact sau contactul nu sînt în ordine. Se continuă în același mod pînă se găsește locul defecțiunii. În practică se obișnuiește să se izoleze circuitul respectiv pentru a se evita posibilitatea apariției unor circuite false care pot denatura rezultatul controlului și deci întîrzia găsirea defecțiunii. Contactele releelor din schemă se pot închide cu ajutorul pieselor izolante sau cu ajutorul curentului sau al tensiunii, alimentîndu-se înfășurările releului respectiv cu

valori care depășesc reglajele lor existente. Partea de curent alternativ se verifică în principiu tot în acest mod numai că mijloacele de control ale interacțiunii elementelor care se încearcă sînt mai complicate. Pentru încercarea părții de curent alternativ a schemei din fig. 12.48 se verifică funcționarea

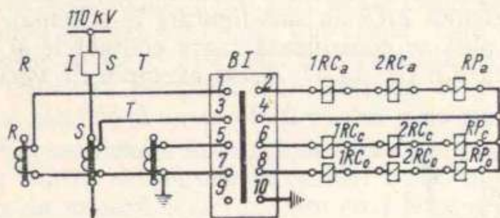


Fig. 12.48. Schema desfășurată în curent alternativ a protecției din fig. 12.47.

releelor maximale de curent *RC* cu ajutorul unei instalații de încercare care se racordează prin blocul de încercare *BI* la bornele corespunzătoare releelor care se încearcă.

Pentru releele $1RC_c$ și $2RC_c$ se va realiza un montaj ca cel din fig. 12.49. Se racordează la bornele de legătură a blocului de încercare (bornele *4* și *6*) trusa de încercare (care poate fi o trusă de curent și tensiune sau orice alt dispozitiv). Dacă instalația este în funcțiune, bornele *3*, *5* și *7* se scurtcircuitează între ele și de asemenea *1* cu *2*. În continuare se mărește curentul cu ajutorul trusei de încercare pînă cînd acționează releul care ne interesează din acest circuit. Funcționarea părții de curent alternativ se poate verifica de la o sursă auxiliară cu curent introdus în circuitele secundare, așa cum am arătat mai sus sau cu curent introdus în circuitele primare ale transformatoarelor de măsură

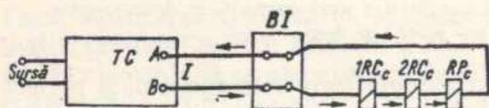


Fig. 12.49. Schema de verificare cu curent secundar a releelor $1RC_c$ și $2RC_c$ din fig. 12.48.

Verificarea cu curent în circuitele secundare, este mai ușor de realizat, însă constituie doar o verificare parțială a circuitelor de curent. Verificarea cu curent în circuitele primare este mai greu de realizat, însă este mai completă, deoarece cuprinde atît circuitul primar cît și pe cel secundar.

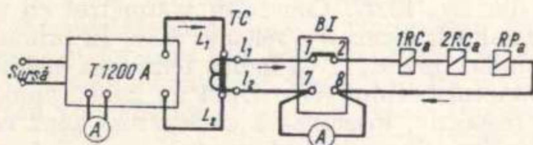


Fig. 12.50. Schema de verificare cu curent primar a protecției din fig. 12.48.

În acest caz verificarea se face după schema din fig. 12.50 și cuprinde următoarele faze:

— se realizează montajul indicat, respectîndu-se recomandările de mai sus cu privire la instrucțiunile și normele în vigoare;

— se mărește curentul în circuitul primar pînă la valoarea de acționare a unui releu montat în secundar; se citesc curenții din primar și din secundar, verificîndu-se în acest mod și raportul de transformare al transformatorului respectiv;

— se repetă operația cu blocul de încercare scos, însă cu ampermetrul inseriat în secundarul transformatorului de măsură; se verifică în acest fel dacă blocul de încercare șuntează secundarul atunci cînd este scos și realizează corect legăturile atunci cînd este introdus;

— se recomandă să se măsoare și căderile de tensiune la bornele înfășurărilor de curent ale tuturor releelor din circuitul respectiv, pentru a se verifica circulația curentului secundar în toate elementele inseriate.

Circuitele secundare de tensiune se încearcă în același mod, dar în locul curentului se va lucra cu tensiune. Evident că încercarea cu tensiune primară este mai dificilă în acest caz, întrucît pune probleme de izolare (din punctul de vedere al tensiunii înalte și al protecției muncii) mult mai complicate decît verificarea cu curent.

Verificarea cu curent este o probă mai completă, necesită timp mai lung, măsuri și utilaje speciale, însă este deosebit de eficace și sigură. Ea are avantajul că încearcă instalația în condițiile de funcționare ale acesteia.

Protecțiile de distanță fiind instalații complexe, a căror acționare depinde de impedanța măsurată, se verifică cu curent și cu tensiune. Fixarea diferitelor impedanțe pentru a acționa în zonele I, II sau III, elementele de pornire, elementul direcțional și alte elemente ale protecțiilor de distanță se verifică cu ajutorul truselor speciale sau al instalațiilor de variație a curentului, a tensiunii și a unghiului dintre acestea (v. subacap. 12.3).

Vom expune modul în care se verifică principalele elemente ale protecției de distanță tip RD7—QEVX.

După verificarea elementelor componente ale protecției de distanță din punct de vedere mecanic, al izolației și al aspectului, se verifică interacțiunea acestora. În continuare se verifică caracteristicile electrice ale elementelor de pornire, de măsurare a impedanței etc.

Pentru verificarea elementelor de pornire, se alimentează cu curent și tensiune (indiferent de unghiul dintre ele) elementul de pornire care trebuie încercat. În cazul cînd se verifică elementul de pornire A'_r pentru a acționa la scurtcircuit bifazat (*ST*), se conectează instalația de încercare (trusa de verificare a releelor de distanță *RD7* — v. subcap. 12.3) sau altă instalație. Pentru aceasta, circuitul de curent al instalației de încercare se leagă la clemele *3* și *4* ale releului Q_3 iar circuitul de tensiune al instalației de încercare, la clemele *10* și *11* ale releului. Se menține curentul la valori diferite constante (2, 4, 6 ... ... 10 A) și se scade tensiunea pînă cînd acționează elementul A_r. Pentru observarea precisă a momentului de acționare a elementului A'_r se poate folosi curentul operativ (atunci cînd acționează releele intermediare B_{S1} și B_{S2}) sau, atunci cînd acesta lipsește, se conectează un ohmmetru sau o sonerie între clemele *13* și *17* al releului Q_3. Curba obținută trebuie să fie identică cu cea indicată de prospect. În cazul verificării aceluiași element la scurtcircuit monofazat (*SO*), se conectează circuitul de tensiune la clemele *10* și *12*, restul operațiilor fiind identice cu cele descrise mai sus.

Celelalte elemente de pornire se verifică în mod asemănător, cu condiția ca circuitele de curent și de tensiune să fie racordate la clemele indicate în tabelul 12.7, pentru fiecare element și gen de scurtcircuit în parte.

Tabelul 12.7

Elementul încercat	Circuitul de curent, la clemele	Circuitul de tensiune la clemele		Controlul acționării elementului, la clemele
		scurtcircuit bifazat	scurtcircuit monofazat	
A'_r	1–2	9–10	9–12	15–16
A'_s	3–4	10–11	10–12	13–17
A'_t	5–6	11–9	11–12	18–19
A'_o	7–8	–	–	18–20

Pentru verificarea elementului de măsurare a impedanței la un scurtcircuit între fazele S și T, se conectează instalația de încercare cu clemele *3* și *5* la circuitele de curent și cu clemele *10* și *11* la circuitele de tensiune. Unghiul dintre curent și tensiune trebuie să fie egal cu unghiul fixat de parametrii impedanței mixte. În acest caz se menține un curent constant (de două ori mai mari decît curentul nominal) și se micșorează tensiunea de la valoarea nominală pînă cînd elementul de măsurare acționează la timpul corespunzător zonei III. Se micșorează în continuare tensiunea pînă cînd elementul de măsurare acționează la timpul corespunzător zonei II, și apoi pînă cînd elementul acționează rapid (fără temporizare), aceasta corespunzînd zonei I. Se trasează curba $t = f(U)$ care este proporțională cu $t = f(Z)$ și trebuie să corespundă celor indicate de prospect.

În cazul cînd se verifică diagrama de acționare a elementului de măsurare cu impedanța mixtă, se efectuează aceleași operații ca mai sus, însă pentru diferite unghiuri între curent și tensiune. În acest fel se obține de exemplu pentru zona I un cerc care are centrul în originea coordonatelor X și R dacă impedanța mixtă este fixată la poziția 0° și un cerc deplasat în mod corespunzător pentru altă poziție a impedanței mixte. Diagramele de acționare obținute pentru impedanțele celorlalte zone (II și III) trebuie să fie concentrice cu cercul obținut pentru zona I. Atunci cînd se ridică diagrama de acționare a elementului de măsurare trebuie să se anuleze acționarea elementului direcțional (se blochează în poziția de admitere a declanșării).

Elementul direcțional se verifică ca și releul direcțional (IMB).

Elementul de comparare a tensiunilor se verifică pentru elementul D'_{or} alimentîndu-se de la două surse variabile de tensiune: clemele *9* și *12* de la o sursă, iar clemele *11* și *12* de la cealaltă.

Se mărește tensiunea ambelor surse pînă la valoarea nominală ($100/\sqrt{3}$ V) și se micșorează tensiunea care alimentează clemele *9* și *12*, pînă cînd releul D'_{or} acționează. Valoarea obținută trebuie să coincidă cu reglajul fixat pe scala releului. Restul probelor se efectuează ca la punerea în funcțiune și la verificarea pe viu sau în sarcină a instalațiilor complete.

Instalațiile și elementele de automatizare se verifică în același mod, avîndu-se în vedere să se respecte schema de principiu și particularitățile respective.

12.7. PROBA PE VIU A INSTALAŢIILOR DE PROTECŢIE ŞI AUTOMATIZARE

Înainte de a fi date definitiv în exploatare, este bine ca asupra instalaţiilor verificate să se efectueze şi proba în sarcină şi, acolo unde condiţiile permit, proba pe viu.

Proba în sarcină este o verificare a comportării instalaţiilor atunci cînd ele sînt alimentate cu curenţii sau tensiunile normale ale elementului principal (generator, linie, transformator etc.). Această probă nu se poate efectua decît cu elementul principal în funcţiune normală, adică pus sub tensiune şi alimentînd consumatori. Unele instalaţii de protecţie nu se pot verifica corect decît în aceste condiţii (relee direcţionale, protecţii diferenţiale etc.). Proba în sarcină verifică corectitudinea conexiunilor în circuitele de curent şi de tensiune alternativă şi constituie o asigurare în plus faţă de verificările anterioare.

Verificarea în sarcină a circuitelor de tensiune se efectuează măsurîndu-se cu un voltmetru toate tensiunile, la şirul de cleme şi la bornele de tensiune ale releelor din schema respectivă. Această probă trebuie urmărită cu multă atenţie, tensiunea trebuind determinată, ca valoare, fază şi succesiune, în special la releele direcţionale şi de distanţă. Este cunoscut că alimentarea unui releu special cu alte tensiuni decît cele indicate conduce la acţionarea sa incorectă.

Verificarea în sarcină a circuitelor de curent poate fi efectuată în două moduri şi anume:

— prin măsurarea curentului în diferite puncte ale circuitului respectiv, înseriindu-se un ampermetru;

— prin măsurarea căderilor de tensiune la bornele de curent ale elementelor înseriate în circuitul respectiv.

Fiecare dintre aceste metode are avantaje şi dezavantaje. Pentru protecţiile diferenţiale, direcţionale şi de distanţă cea mai utilă şi larg răspîndită este prima, întrucît permite determinarea curentului respectiv atît ca modul cît şi ca argument şi din acest punct de vedere oferă multe avantaje.

Pentru protecţiile speciale (direcţionale, diferenţiale, de distanţă etc.) odată cu verificarea în sarcină, este necesară determinarea modulului şi a argumentului curenţilor. Aceasta se face cu ajutorul uneia din metodele indicate mai sus şi anume: diagrama vectorială sau folosirea aparatelor speciale ca decalometrul sau cosfimetrul etc.

De exemplu, pentru protecţiile direcţionale determinarea parametrilor fazoriali ai curentului normal de funcţionare este deosebit de importantă întrucît se poate constata imediat dacă aceste protecţii sînt montate corect sau nu. O dată determinat curentul ca fazor putem determina zona de închidere sau deschidere a contactului, în funcţie de tensiunea cu care este alimentat releul respectiv. La această operaţie trebuie să ţinem seama şi de schema după care s-a montat protecţia respectivă. Astfel, în cazul unui releu IMB171 montat după schema de 90° şi cu un unghi propriu de 30° care controlează sensul energiei pe faza R, alimentarea se face cu tensiunea U_{ST} şi cu curentul

fazei R (fig. 12.51). Acest releu trebuie, în funcționare normală, să-și închidă contactul la curenți ai căror vectori sînt dispuși între 330° și 150° și să-și deschidă contactul la curenți ai căror vectori sînt dispuși între 150° și 330°

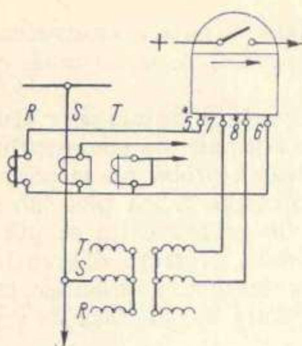


Fig. 12.51. Schema de montaj a releului IMB 171 pe faza R.

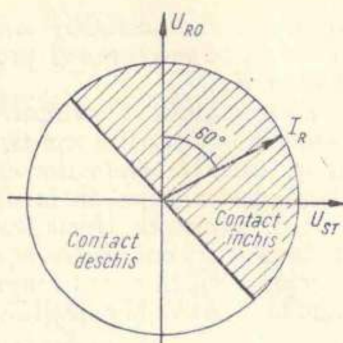


Fig. 12.52. Diagrama de funcționare a releului IMB 171 montat ca în fig. 12.51.

față de tensiunea U_{RO} (fig. 12.52). Deci unghiul de sensibilitate maximă față de U_{RO} trebuie să fie aproximativ 60°, valoare normală a unghiului propriu al liniilor aeriene de înaltă tensiune.

Pentru protecțiile diferențiale trebuie determinați de asemenea parametrii fazoriali ai curenților pe fiecare fază și în toate înfășurările care realizează protecția diferențială (înfășurările de egalizare și diferențiale). Determinarea se face cu una din metodele indicate mai sus. După cum se știe, la instalațiile de protecție diferențială se adoptă măsuri speciale pentru ca în circuitul înfășurărilor de lucru (diferențiale) să nu circule nici un curent atunci cînd instalația se află în funcționare normală, sau cînd defectele (scurtcircuitele) sînt în afara zonei de lucru. Cu toate aceste măsuri, curenții care circulă prin înfășurările de lucru ale protecției, în timpul funcționării normale a elementului protejat, ating uneori valori inadmisibile. Aceasta se datorește transformatoarelor de curent și intermediare care formează circuitul protecției diferențiale care nu sînt perfect identice între ele. Atunci cînd protecția diferențială protejează un transformator de putere cu raport variabil, această diferență, nedorită, este și mai mare și depinde de raportul de transformare sau mai corect de treapta (plotul) pe care se află transformatorul în momentul determinării. Se admite pentru protecții diferențiale cu frînare (tip RDS sau altele asemănătoare) ca diferența maximă (atunci cînd transformatorul se află în sarcina nominală și pe unul din ploturile extreme) să nu depășească 25% din valoarea de acționare a releului respectiv. Pentru încercarea protecției diferențiale atunci cînd elementul protejat se află în sarcină, se realizează succesiv următoarele operații:

— se întocmește schema completă și reală a protecției diferențiale a elementului protejat în care se notează polaritățile transformatoarelor de curent atît pentru partea primară cît și pentru cea secundară (fig. 12.53);

— se determină parametrii curenților din secundarul transformatoarelor de măsură (i_1 și i_2) folosindu-se una dintre metodele indicate la subcap. 12.5, în timpul acestor încercări se iau toate măsurile necesare ca protecția să nu acționeze greșit;

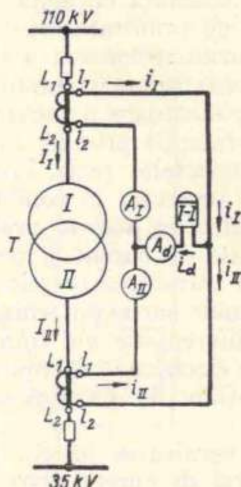


Fig. 12.53. Schema de principiu a protecției diferențiale cu ampermetrii montați pentru proba de sarcină.

— se calculează suma geometrică a tuturor curenților secundari, care intră și ies într-unul dintre nodurile ramurii diferențiale a schemei (după transformatoarele de egalizare sau de rotire, dacă ele există), luîndu-se în considerare schema reală a protecției și sensul curenților.

Pentru protecțiile diferențiale mai complexe adică pentru elementele cu trei sau mai multe căi de curent, principiul rămîne același.

Această operație se efectuează pentru fiecare fază separat ca și interpretarea rezultatelor.

În cazul cînd curentul de diferență depășește cu mult valorile recomandate mai sus și cînd rezultatul nu se datorește unor erori de măsurare, se cercetează cauza care a dus la acest rezultat și care poate fi greșeală de montaj. După înlăturarea deficienței și aducerea schemei la normal se repetă măsurătorile.

Este recomandabil ca aceste probe să se efectueze atunci cînd sarcina reprezintă mai mult decît 50% din curentul nominal al elementului protejat, în scopul măririi preciziei măsurărilor. Valorile secundare ale curenților obținuți în acest caz sînt acceptabile pentru aparatele de măsurat uzuale. Această recomandare este obligatorie pentru transformatoare și pentru motivul că, ia sarcini mai mici, curentul de mers în gol a transformatorului protejat poate influența rezultatele verificării.

Pentru protecțiile maximale de curent, proba în sarcină are ca scop să se verifice dacă circuitul de curent se închide corect, prin toate elementele schemei respective. Această verificare se poate efectua mai ușor prin măsurarea căderilor de tensiune, cu ajutorul unui voltmetru de curent alternativ cu limitele de 0,05—2 V. Măsurările se efectuează la bornele bobinelor prin care

trece curentul din circuitul respectiv. Parcurgerea de către curent a unei bobine se evidenţiază prin căderea de tensiune la bornele ei.

Este evident că încercarea instalaţiilor de protecţie şi automatizare în condiţii reale de defect (proba pe viu) este proba cea mai concludentă şi sigură pentru a se constata eficacitatea instalaţiilor respective şi este recomandată a fi folosită cu prioritate ori de cîte ori este posibil. Proba pe viu constă în acţionarea instalaţiilor sau a elementelor de protecţie sau de automatizare cu curent sau tensiune în condiţii reale de defect. Aceasta se realizează prin variaţia corespunzătoare a curentului, tensiunii, frecvenţei şi a altor mărimi direct în instalaţiile primare astfel că şi în circuitele secundare apar condiţii ca în cazul defectelor reale. Prin aceasta se verifică toate elementele schemei şi principiul proiectat în condiţii normale de funcţionare şi fără artificii de schemă. Realizarea acestor probe este în general mai uşoară pentru protecţiile maximale de curent şi pentru marea majoritate a protecţiilor generatoarelor sau transformatoarelor conectate la barele unei centrale, adică în apropierea unor surse puternice. Ele sînt ceva mai dificil de realizat pentru protecţiile diferenţiale ale transformatoarelor de putere montate în staţiile fără centrale electrice în apropiere şi constituie probleme speciale pentru încercarea protecţiilor de distanţă sau a unor automatizări speciale (de exemplu RARM).

Pentru verificarea pe viu a protecţiilor generatoarelor electrice se utilizează ca sursă de curent mare sau de tensiune înaltă chiar generatorul. În acest scop se porneşte motorul primar pînă la parametrii normali şi se reglează excitaţia generatorului pentru obţinerea curenţilor sau a tensiunilor necesare probelor.

Vom expune modul cum se efectuează verificarea pe viu a principalelor protecţii ale generatoarelor, folosindu-se ca sursă chiar generatorul respectiv.

Protecţia maximală de curent. Se realizează un scurtcircuit trifazat direct la bornele generatorului, după transformatoarele de curent la care sînt conectate releele protecţiei maximale (fig. 12.54). Se conectează în circuitele de curent ale protecţiei maximale de curent cîte un ampermetru As pe fiecare fază, pentru a se verifica valoarea de acţionare a releului respectiv. Este necesară această măsură întrucît curentul de acţionare al releului este cu 1,5—1,7 ori mai mare decît curentul nominal al transformatorului de măsură (mai corect al generatorului), ceea ce face ca aparatele de măsurat ale generatorului în acest caz ampermetrele de panou A_p să nu indice această valoare. Ampermetrele montate suplimentar controlează în acelaşi timp şi continuitatea circuitelor de curent în care sînt conectate releele. Se închide automatul de excitare rapidă *ADR* şi se măreşte excitaţia generatorului încet, pînă cînd curentul atinge 30—100% din valoarea nominală. Se compară indicaţiile aparatelor de măsurat ale generatorului cu cele montate suplimentar; o dată cu aceasta se controlează dacă toate circuitele de curent sînt închise. După ce se constată că proba dă rezultate normale se continuă mărirea excitaţiei pînă cînd curentul atinge valoarea de acţionare a protecţiei maximale. Se notează valoarea la care acţionează protecţia şi se menţine această valoare pînă cînd protecţia comandă declanşarea întreruptoarelor. Simultan cu această probă se verifică şi protecţia de semnalizare a suprasarcinilor, care este reglată la valori mai mici. Se scot aparatele de măsurat suplimentare ale circuitului de curent al

releelor maximale și se repetă proba cu declanșarea prin protecție. Această ultimă probă are ca scop verificarea definitivă a circuitelor de curent în starea în care vor funcționa în mod normal instalațiile de protecție ale generatorului.

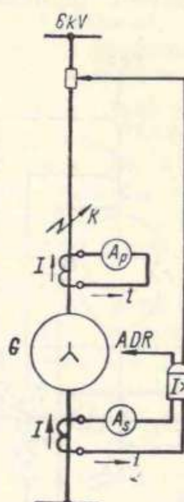


Fig. 12.54. Încercarea pe viu a protecției maximale de curent a generatoarelor.

Protecția diferențială a blocului generator-transformator. Se montează aparate universale (de preferință tip Avomet) pe fiecare circuit în parte, pe fiecare fază a fiecărui transformator de curent și în circuitul de diferență al releului diferențial (fig. 12.55). Aparatele de măsurat se înseriază în aceste circuite direct la bornele releului și se așază toate pe o masă, grupate cîte trei (pe cele trei faze), pentru 110 kV, pentru steaua generatorului, pentru circuitul de diferență etc., respectîndu-se ordinea fazelor pentru fiecare grupă în parte. Este necesară această măsură în scopul eliminării eventualelor greșeli și pentru mărirea operativității citirilor în timpul probelor. Evident că toate aceste aparate marcate în mod vizibil după curentul pe care-l măsoară vor fi citite de mai multe persoane și indicațiile lor vor fi notate într-o tabelă întocmită înainte de începerea probelor. Se deconectează declanșarea releului diferențial, pentru a se putea citi și interpreta comod rezultatele măsurărilor.

În scopul verificării pe viu a protecției diferențiale a blocului generator-transformator din fig. 12.55 se efectuează următoarele probe:

— un scurtcircuit trifazat în afara zonei (în punctul K_1);
— un scurtcircuit trifazat în afara zonei (în punctul K_2);
— un scurtcircuit trifazat în zonă (în punctul K_3).

Probele de scurtcircuite în afara zonei se mai numesc și *probe negative*, ceea ce înseamnă că în cursul acestor probe protecția diferențială nu trebuie să acționeze, deci ampermetrele A_d montate în circuitul diferențial, nu trebuie să indice curent. Proba de scurtcircuit în zonă se mai numește și proba pozitivă, ceea ce înseamnă că în timpul acestei probe protecția diferențială trebuie să acționeze și ampermetrele montate în circuitul diferențial trebuie să măsoare curenții de scurtcircuit.

Scurtcircuitul trifazat în afara zonei (în punctul K_1) trebuie realizat cu conductoare de aceeași secțiune cu a barelor pe care se montează. Se închide ADR și se mărește excitația generatorului încet, pînă cînd curentul atinge 20—25% din curentul nominal al generatorului. În această situație se notează

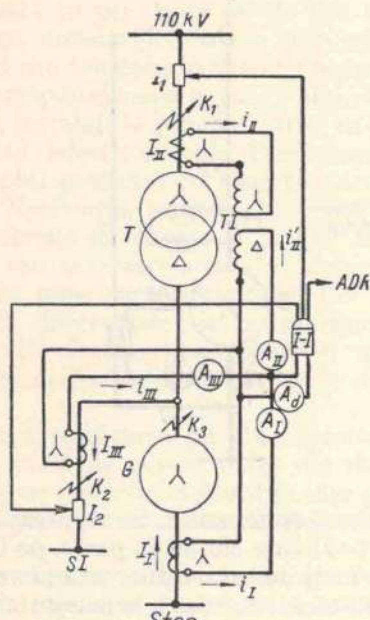


Fig. 12.55. Încercarea pe viu a protecției diferențiale a blocului generator.

indicațiile tuturor aparatelor de măsurat. După notare și după interpretare sumară se controlează dacă se închid toate circuitele de curent ale transformatoarelor de măsură incluse în acest scurtcircuit. În cazul în care nu apar dificultăți, se mărește curentul încet, pînă la 50—60% din curentul nominal al generatorului; în această situație se procedează ca mai sus. Dacă și la această treaptă de curent nu apar dificultăți, se mărește curentul pînă la valoarea nominală și se notează valorile indicate de toate aparatele de măsurat; releul diferențial nu trebuie să acționeze. În acest caz curentul de diferență nu trebuie să depășească mai mult de 20—25% din curentul de acționare al protecției diferențiale. Dacă proba se efectuează asupra unor transformatoare de putere cu reglaj sub sarcină se măsoară curentul din circuitul diferențial la ploturile mediu, minim și maxim. Curentul din circuitul diferențial măsurat în situația cea mai dezavantajată (valoarea cea mai mare) nu trebuie să depășească valoarea indicată mai sus; în caz contrar și dacă sîntem siguri că nu există o greșeală de montaj (sensul curenților din circuitele transformatoarelor de măsură este corect) corectăm această deficiență fie prin modificarea transformatoarelor intermediare (operație ineficace și practic imposibilă), fie prin mărirea curentului de acționare al releului, astfel încît să respecte indicația de mai sus. După ce această probă dă rezultate bune se trece la următoarea.

Se elimină scurtcircuitul din punctul K_1 şi se produce un scurtcircuit trifazat în punctul K_2. Se procedează exact ca la scurtcircuitul din punctul K_1.

În aceste probe s-a urmărit modul cum a fost realizat montajul circuitelor secundare ale protecţiei diferenţiale de la transformatoarele de măsură pe partea primară pînă la releul diferenţial, inclusiv toate elementele intermediare. În cazul în care protecţia diferenţială nu a acţionat, se poate deduce că protecţia diferenţială este montată corect, adică transformatoarele intermediare au aceeaşi grupă de conexiuni ca a transformatorului de putere, circuitul diferenţial este realizat corect şi releul este conectat corect. Numărul de probe negative este egal cu numărul de înfăşurări şi de derivaţii ale elementului protejat. După terminarea probelor negative se trece la proba pozitivă.

Se elimină scurtcircuitul de la ultima probă negativă şi se produce un scurtcircuit trifazat în punctul K_3. Se măreşte încet curentul pînă la valoarea de acţionare a protecţiei diferenţiale care se notează în tabela amintită. După această probă se micşorează curentul pînă la zero.

Se scot toate aparatele de măsurat montate special pentru această probă şi se refac circuitele de curent în care au fost înseriate; se conectează declanşarea. În situaţia refăcută, pentru funcţionarea normală a instalaţiilor generatorului, se repetă ultima probă adică se măreşte curentul pînă cînd releul diferenţial acţionează; această probă, este obligatorie, în scopul verificării corectitudinii montării instalaţiei după încercările efectuate.

În cazul verificării protecţiei diferenţiale a unui transformator de putere probele de mai sus se completează cu 3—5 conectări în gol, la tensiune normală. Aceste probe sînt necesare pentru controlul comportării protecţiei diferenţiale faţă de şocurile curenţilor de magnetizare.

Protecţia minimală de tensiune sau blocajul voltmetric. Se închide *ADR* (cu întreruptorul principal şi separatoarele de bară deschise) şi se măreşte progresiv tensiunea pînă cînd releele minimale de tensiune îşi deschid contactele; se notează această valoare. Pentru mai multă siguranţă, se pot monta trei voltmetre de precizie în secundarul transformatoarelor de tensiune. Se notează valorile la care releele îşi închid şi îşi deschid contactele. Valorile notate trebuie să corespundă cu reglajele stabilite.

Protecţia contra punerilor la pămînt în statorul generatorului. Se realizează o punere la pămînt artificială a uneia dintre fazele generatorului (un scurtcircuit între o fază şi pămînt). Se închide *ADR* şi se măreşte progresiv tensiunea pînă la acţionarea protecţiei, care trebuie să corespundă cu reglajele calculate anterior.

Proba pe viu are dezavantajul că este destul de neeconomică, datorită consumului motoarelor primare. Totodată pot apare dificultăţi de ordin tehnic, cauzate în special de funcţionarea în gol a turbinelor cu abur şi a altor instalaţii legate de acestea. De asemenea manevrarea şi folosirea generatoarelor în cursul acestor probe pot conduce la fenomene neprevăzute şi periculoase pentru integritatea lor. De aceea în scopul limitării timpului de încercare este necesar a se întocmi un program precis de desfăşurare a probelor pe viu.

În cazul verificării pe viu a protecţiilor de distanţă şi a instalaţiilor de automatizare (reanclanşare automată rapidă monofazată şi trifazată) montate în instalaţiile de înaltă tensiune se pot efectua de asemenea probe pe viu.

Aceste probe sînt mai dificile datorită faptului că trebuie asigurate o serie de condiţii speciale, printre care:

— realizarea unui scurtcircuit direct pe linia de înaltă tensiune, în punctele caracteristice (atît în zona de acţionare a protecţiei de distanţă cît şi în afara ei) fără perturbarea alimentării consumatorilor şi a funcţionării generatoarelor;

— măsurarea curenţilor de scurtcircuit cu ajutorul oscilografelor, pentru a le compara cu mărimile rezultate din calcul;

— sincronizarea perfectă a operaţiilor în diferite puncte ale sistemului energetic;

— urmărirea comportării instalaţiilor care se verifică şi care sînt dispuse în puncte diferite (uneori foarte depărtate unele de altele).

12.8. PUNEREA ÎN FUNCŢIUNE A INSTALAŢIILOR DE PROTECŢIE ŞI AUTOMATIZARE

12.8.1. Probleme de organizare

În scopul executării complete şi de bună calitate a încercărilor cum şi a punerii la punct a oricărei instalaţii de protecţie prin relee şi automatizare, trebuie să se respecte în principiu următoarea succesiune a operaţiilor de verificare:

Organizarea lucrului. Prin aceasta se înţelege delimitarea precisă a funcţiunilor şi răspunderii ce revin fiecărui participant la aceste lucrări, cum ar fi: cine scoate din funcţiune partea de înaltă tensiune a instalaţiei, cine răspunde de calitatea verificărilor, cine are competenţa să verifice instalaţiile de protecţie şi automatizare etc.

Consultarea documentaţiilor. Prin aceasta înţelegem studierea schemelor de principiu sau de montaj ale instalaţiilor care se verifică, cu modificările făcute la zi a buletinului de verificare anterioară a instalaţiilor speciale de exploatare ale acestor instalaţii şi a altor observaţii sau adnotări speciale, dacă există.

Pregătirea utilajului de încercare şi a aparatelor de măsurat necesare.

Verificarea aspectului exterior. Prin aceasta înţelegem verificarea vizuală a calităţii execuţiei din punct de vedere mecanic şi constructiv a elementelor care compun instalaţia ce se verifică.

Verificarea izolaţiei.

Verificarea parametrilor electrici ai instalaţiei propriu-zise. Această verificare se execută în mai multe etape şi anume:

— fără curent: marcajul — schema fiecărui element separat;

— cu curent: partea alimentată în curent continuu, în ansamblu;

— cu curent: partea alimentată cu tensiune şi curent alternativ, în ansamblu;

— încercarea completă din primar, din secundar, sau pe viu.

Punerea în funcţiune (darea în exploatare).

Operațiile de verificare enumerate trebuie respectate în mod obligatoriu pentru orice fel de instalație de protecție prin relee și automatizare cu completările specifice fiecărui tip de instalație stabilite prin instrucțiunile special elaborate pentru aceasta.

Se întîmplă uneori să fie tratată cu mai puțină atenție verificarea unor elemente auxiliare dar de mare importanță, cum ar fi cazul bateriei de acumulatoare cu instalația sa de încărcare, semnalizările centrale etc.

12.8.2. Probleme tehnice

Dezvoltarea rapidă a industriei energetice din țara noastră a ridicat unele probleme noi în ce privește modul de punere în funcțiune a noilor unități construite. De exemplu, pentru marile centrale electrice sau stații de interconexiune și transformare a apărut pe lîngă necesitatea creării de cadre specializate în acest domeniu și necesitatea stabilirii unor metode noi și corespunzătoare lucrărilor de punere în funcțiune. Ca regulă generală și în condiții normale, se recomandă să se facă în ordinea indicată următoarele verificări:

— *Verificarea completă (din toate punctele de vedere) a bateriei de acumulatoare și a instalațiilor anexe,* începînd cu plăcile din acumulatoare cu bornele de racordare a bateriei și terminînd cu baretele de curent continuu conectate la cel mai îndepărtat punct al centralei sau stației respective. Se va insista în special asupra verificării izolației în curent continuu sau alternativ și a polarității baretelor. Este deosebit de important ca aceste verificări să fie efectuate complet și să nu se admită punerea în funcțiune a instalației de acumulatoare decît după terminarea definitivă a tuturor prevederilor din proiect sau din instrucțiuni, întrucît eventualele remedieri nu se mai pot face atît de ușor ulterior după punerea sub tensiune a bateriilor. Este evidentă marea importanță a acestor instalații întrucît ele deservesc întreaga instalație de circuite secundare din centrala sau stația respectivă. Deși de importanță secundară, totuși nu trebuie neglijată instalația de încărcare a bateriei de acumulatoare.

— *Verificarea completă a semnalizărilor centrale din întreaga instalație.* Prin semnalizări centrale se înțelege atît panoul aferent acestei instalații cît și toate baretele de semnalizare existente (semnalizare de prevenire, semnalizarea clapetei neridicate, semnalizarea punerii la pămînt etc.). Absolut toate baretele care nu au fost luate în considerare la încercarea bateriei trebuie încercate cu această ocazie. Încercarea acestor barete se va face în curent continuu sau alternativ, cu o deosebită grijă întrucît o dată instalația intrată în funcțiune (chiar parțial), este foarte greu să se mai depisteze un eventual defect în aceste locuri. O verificare atentă trebuie efectuată în legătură cu notarea și vopsirea baretelor în conformitate cu proiectul sau cu RET.

Cu această ocazie este bine să se încerce și să se verifice toate baretele existente în centrală sau stație, chiar dacă nu sînt în legătură cu semnalizările centrale, așa cum este cazul cu baretele de sincronizare, diferite barete de blocaj sau altele. Precizăm că toate aceste verificări se efectuează cu baretele libere adică neracordate la elementele de linie pentru care sînt destinate. Racor-

darea se face numai după ce se verifică și există siguranța că instalația corespunzătoare fiecărui element este în ordine (pentru a nu se introduce într-o instalație corectă elemente neîncercate).

— *Verificarea completă a instalațiilor de protecție și măsură a tuturor elementelor comune din stația respectivă.* În această categorie intră celulele de măsură și de sincronizare, care au circuite în toată stația și deci posibilități de racordare prin diferite legături cu fiecare element din centrala sau stația respectivă. Se va acorda o deosebită atenție circuitelor de tensiune și în special așa-numitei bucle de tensiune, care trebuie verificată cu toată atenția.

În afara verificărilor de izolație și de marcare, este indicat ca bucla de tensiune să se încerce cu tensiune alternativă trifazată (20—30 V între faze) pentru a se verifica dacă legăturile sînt corecte (la bornele marcate corespunzător) pentru fiecare element în parte din toată centrala sau stația care se pune în funcțiune. Această încercare specială se efectuează cu o deosebită grijă din punctul de vedere al protecției muncii, întrucît printr-o greșeală în acest caz se poate aplica tensiune înaltă în circuitele primare datorită unei alimentări inverse a transformatoarelor de măsură. În scopul evitării acestor posibilități de alimentare inversă în tot timpul acestor încercări (fig. 12.56) se iau următoarele măsuri:

— se montează scurtcircuitoare la bornele primare și secundare ale transformatoarelor de tensiune;

— se întrerup legăturile transformatoarelor de măsură atît la partea primară cît și la cea secundară, prin toate elementele posibile (separatoare, siguranțe și chiar clemele circuitelor secundare);

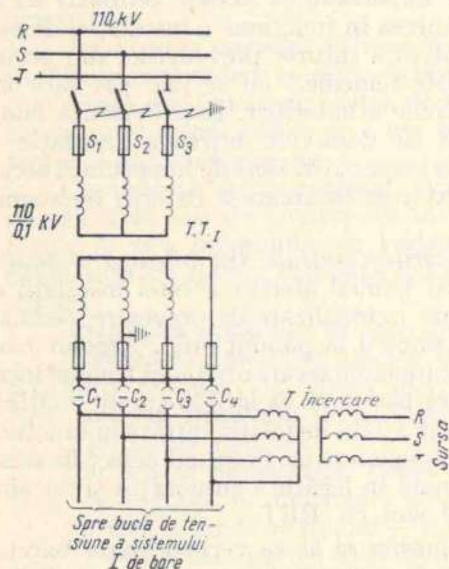


Fig. 12.56. Schema de încercare pe viu a buclei de tensiune de la un sistem de bare.

— alimentarea cu tensiune alternativă pentru încercarea pe viu a buclei de tensiune se face direct de la plecarea din secundarul transformatoarelor de măsură, fără ca acesta să fie racordat.

Existența tuturor tensiunilor și respectarea fazelor se verifică la toate bornele de tensiune și la clemele notate special din șirul de cleme al fiecărui element în parte. De asemenea se verifică cu această ocazie baretele de sincronizare din toată centrala, inclusiv panoul de sincronizare de la pupitrul de comandă.

— *Verificarea completă a instalațiilor de protecție și automatizare a cuplelor din stația sau centrala respectivă.* Trebuie verificate de asemenea circuitele care au legătură cu întreaga instalație (circuitele de blocare a separatoarelor în funcție de poziția cuplei, circuitele de anclanșare sau declanșare în funcție de frecvență (tranșele de sacrificiu — instalațiile AAR etc.).

— *Verificarea completă a fiecărui element component al stației* (linie, generator sau transformator). Ordinea în care se verifică elementele din stație este în funcție de necesitățile sistemului energetic sau de cele locale.

12.9. ÎNTREȚINEREA ȘI EXPLOATAREA INSTALAȚIILOR DE PROTECȚIE ȘI AUTOMATIZARE

În scopul organizării corespunzătoare a întreținerii și exploatării instalațiilor de protecție și automatizare a efectuării unor analize cît mai judicioase ale modului lor de funcționare, și a îmbunătățirii și simplificării instalațiilor respective, este necesar să se țină o evidență clară și cît mai complet posibilă. Evidența trebuie să fie simplă și operativă, întrucît din ea trebuie să rezulte cele mai bune măsuri pentru lichidarea în timpul cel mai scurt posibil a defectelor proprii ale instalațiilor de protecție și automatizare. În stațiile și centralele electrice racordate la sistemul energetic național este obligatoriu a se completa și înregistra toate verificările, modificările și modul de funcționare a instalațiilor de protecție și automatizare. Vom indica cele mai importante măsuri de evidență în acest sens.

12.9.1. Buletinele

Buletinul de încercare sau de verificare este documentul de bază al instalațiilor de protecție și automatizare. Buletinele servesc la înregistrarea parametrilor și reglajelor realizați la instalații și la analiza comportării lor în timp. Acestea sînt specifice fiecărui tip de instalație (pentru protecția maximală de curent, direcțională, diferențială etc.).

Buletinele se completează la punerea în funcțiune a instalațiilor respective, precum și la orice modificare sau verificare a acestora. În cazul verificărilor periodice sau a reviziilor planificate în buletine se înregistrează datele obținute la aceste probe și rezultatele se compară cu cele inițiale.

La verificările neplanificate sau accidentale se consemnează și datele suplimentare cerute de necesitatea verificării. Cele mai frecvente măsurări suplimentare sînt cele efectuate sub sarcină (diagrama vectorială și altele).

Pentru protecțiile sau automatizările noi introduse experimental sau necunoscute de personalul local de exploatare trebuie folosite formulare de buletin corespunzătoare tipului de instalație nou introdus.

Într-un buletin sînt cuprinse toate datele privind o verificare completă, din toate punctele de vedere, a unei protecții sau automatizări. De asemenea sînt înregistrate elementele principale la care sînt racordate instalațiile care se încearcă etc. Formularele buletinelor de încercări conțin în general următoarele:

— antetul buletinului, care cuprinde numele unității din care face parte centrala sau stația electrică în care sînt montate instalațiile care se încearcă și elementul protejat de instalațiile supuse încercărilor (generator, linie sau transformator);

— tipul protecției care se verifică (maximală de curent, de tensiune, de distanță, diferențială etc.);

— datele specifice instalației primare și secundare a elementului care se încearcă; schema după care s-a realizat instalația; datele nominale ale transformatoarelor de curent și de tensiune și a întreruptoarelor folosite, tensiunea curentului operativ, data cînd a fost pusă instalația în funcțiune etc.; la întreruptoare se va verifica în special dispozitivul de acționare, rezistențele ohmice ale bobinelor de anclanșare și declanșare, tensiunea minimă de acționare și declanșare etc.;

— date privind verificarea mecanică a elementelor componente ale instalației respective;

— date privind verificarea izolației întregii instalații;

— verificarea caracteristicilor electrice ale instalației;

— concluziile verificării;

— înregistrarea aparatelor și a utilajelor cu care s-a efectuat verificarea;

— persoanele care au efectuat, controlat și aprobat verificarea.

Pentru verificarea mecanică a elementelor componente se vor avea în vedere: aspectul exterior al tuturor pieselor cuprinse în instalație, etanșeitatea la praf, starea părților metalice sau a celor acoperite cu strat protector, jocul în lagăre al pieselor mobile, oxidarea sau perlarea contactelor electrice etc. Tot în acest capitol se va avea în vedere modul de funcționare a semnalizatoarelor mecanice și a sistemului de anulare a acestora. De asemenea în cadrul verificărilor mecanice din cuprinsul buletinelor complete nu trebuie neglijată nici o parte a instalației și în special se va controla starea clemelor de șir și a legăturilor electrice, mai ales la instalațiile montate în exterior sau într-o atmosferă viciată de agenți chimici.

În buletinele de verificare sînt cuprinse două moduri de încercare a izolației și anume: măsurarea rezistenței de izolație și încercarea cu tensiune mărită.

Pentru unele instalații mai complexe, montate pe mai multe panouri sau compuse din foarte multe elemente (RAR monofazat sau unele protecții speciale) înaintea verificării caracteristicilor electrice se verifică numerotarea elementelor și a schemei. Această verificare privește modul cum sînt marcate releele sau elementele componente ale instalației, dacă această marcare corespunde cu schema de principiu și cu instrucțiunile respective, dacă notațiile

nu sînt șterse sau neclare etc. De asemenea, se verifică clemele de șir și în special circuitele importante (de declanșare, de curent, de tensiune etc.).

Verificarea caracteristicilor electrice diferă foarte mult de la un tip de instalație la altul. Această verificare este mai redusă ca volum pentru protecțiile simple și mai dezvoltată pentru cele mai complicate. De exemplu, pentru protecțiile maximale de curent se verifică curentul de acționare și de revenire numai în punctul fixat pe scală pentru reglajul definitiv al releului respectiv și pe fiecare fază în parte. Se verifică din punct de vedere electric fiecare element component al schemei (relee de timp direcționale, diferențiale, de distanță etc.), la reglajul stabilit definitiv.

Se verifică și interacțiunea releelor din întreaga schemă după metodele indicate mai sus. Această verificare se efectuează după sehema de principiu proprie fiecărei instalații în parte.

Pentru unele protecții speciale (de exemplu cele direcționale, diferențiale și de distanță) mai este necesară completarea unui formular special asupra modului de comportare în sarcină. În acest formular sînt prevăzute unele măsurări specifice care privesc principiul protecției respective. Dintre acestea amintim pe cele mai importante: ridicarea diagramei vectoriale, verificarea elementului direcțional, măsurarea curenților sau a tensiunilor de dezechilibru etc.

Concluziile și rezultatele verificării hotărăsc dacă instalația de protecție se poate pune în funcțiune sau nu.

Este foarte necesar să se înregistreze aparatele și utilajele folosite la încercare pentru a se putea analiza rezultatele obținute sau repeta verificarea înscrisă în buletin, atunci cînd situația cere acest lucru.

Buletinele de verificare constituie și un program bine întocmit al modului cum trebuie verificată o instalație; în acest fel sînt excluse eventualele scăpări ce s-ar produce din lipsă de experiență sau din alte motive.

Atunci cînd se face o analiză a modului de funcționare a instalațiilor de protecție pentru o zonă mai mare din sistem, se poate efectua această analiză mult mai ușor și cu rezultate mai bune pe baza unor buletine tipizate.

Măsurările sau rezultatele verificărilor se pot înregistra sub formă de tabelă sau curbe. Modul de reprezentare este ales numai în funcție de simplitatea și claritatea rezultatelor care se urmăresc.

Pe lîngă cerințele multiple pe care trebuie să le îndeplinească un buletin, o condiție de bază este și aceea ca el să fie cît mai simplu și să nu ceară amănunte inutile, în așa fel încît completarea lui să se banalizeze.

12.9.2. Graficul de verificare periodică

Fiecare organizație locală care se îngrijește de exploatarea instalațiilor de protecție și automatizare își întocmește un grafic anual de verificare, revizie și reparație sau modernizare a tuturor instalațiilor care intră în atribuțiile sale. Graficul de verificare trebuie să fie întocmit în concordanță cu instrucțiunile și directivele în vigoare referitoare la volumul și termenul fixat al forului superior. Verificările periodice nu trebuie planificate la termene mai scurte decît cele recomandate în instrucțiuni, iar dacă este necesară o verifi-

care periodică la intervale mai scurte, aceasta trebuie să fie planificată corespunzător.

La întocmirea graficului nu trebuie să se scape din vedere şi alte încercări ale instalaţiilor de protecţie sau automatizări în afara celor prevăzute în buletinele obişnuite. De exemplu, se va avea în vedere încercarea periodică a instalaţiilor de protecţie şi automatizare cu tensiune mărită sau alte încercări.

Pentru a se obţine rezultate bune, acest grafic trebuie judicios întocmit, în funcţie de particularităţile fiecărei scheme în parte. O garanţie a realizării în bune condiţii a acestuia este urmărirea permanentă a efectuării verificărilor conform planificării. În scopul îndeplinirii sigure a graficului de verificare este necesar ca la întocmirea lui să se coordoneze încercările instalaţiilor de protecţie ale elementelor importante, astfel încît acestea să coincidă cu verificarea sau revizia instalaţiilor primare ale elementelor respective, în scopul de a nu se planifica în momente diferite întreruperea sau funcţionarea fără protecţie a elementului respectiv, mai mult decît este necesar.

12.9.3. Registrul de exploatare

Un alt document important pentru urmărirea în exploatare a comportării funcţionării protecţiei prin relee şi automatizări este registrul de exploatare. Acesta trebuie completat de personalul de serviciu care deserveşte instalaţiile din centrală sau staţia respectivă. În acest registru se înregistrează toate defecţiunile ivite în timpul exploatării şi care necesită măsuri corespunzătoare. Se semnalează de exemplu funcţionarea falsă a unui dispozitiv de semnalizare sau a unui dispozitiv de comandă.

În registru se întruneşte activitatea mai multor organe şi anume:

— cel care sesizează defecţiunea apărută;

— organul de coordonare care stabileşte termenul şi ordinea în care trebuie înlăturate defecţiunile semnalate;

— organul care execută remedierea şi raportează data la care aceasta s-a realizat, cum şi măsurile propuse pentru evitarea unor astfel de defecţiuni.

Toate acţionările protecţiei sînt sesizate de personalul de serviciu (tura care deserveşte instalaţiile unei staţii sau centrale sau dispecerul care deserveşte instalaţiile unei zone din sistem). Acesta are posibilitatea în cele mai multe cazuri, să verifice imediat dacă semnalizarea sau acţionarea dată de protecţie este corectă sau nu. În funcţie de aceasta, înregistrează semnalizarea sau acţionarea protecţiei în documentul corespunzător şi anume:

— dacă a fost o semnalizare sau o acţionare simultană a mai multor elemente şi în acelaşi timp aparatele de măsurat au indicat o situaţie anormală în sistem, înregistrarea se face pe fişa de citit relee;

— dacă semnalizarea sau acţionarea s-a petrecut numai la un element fără alte indicaţii, se înregistrează şi în registrul de exploatare, observaţiile care rezultă din cercetarea situaţiei existente în acel moment.

Aceste observaţii trebuie să fie înscrise cu mult simţ de răspundere şi să conţină cît mai multe date concrete întrucît personalul care trebuie să depisteze cauzele reale ale defecţiunii respective nu mai are întotdeauna posibilitatea să observe sau să cunoască complexitatea acestora.

12.9.4. Tabelul sau fișele de reglaje și registrul de dispoziții

Pentru generatoare și elemente care au reglaje fixate o dată pentru totdeauna și care nu necesită schimbarea lor în funcție de regimul de funcționare al sistemului energetic, datele concrete și de detaliu sînt precizate în proiectul de execuție. Pentru linii, transformatoare sau alte elemente care au legătură directă cu regimul de funcționare al sistemului, datele corespunzătoare fiecărui element în parte trebuie comunicate de organul care răspunde de coordonarea acestor instalații.

Toate datele care privesc reglajele instalațiilor de protecție și automatizare trebuie înregistrate într-o tabelă sau registru special, atunci cînd stația sau centrala nu are prea multe elemente, sau într-un fișier special atunci cînd numărul instalațiilor sau al elementelor este mai mare. Aceste registre sau fișe trebuie să conțină toate datele necesare reglajului și verificării instalațiilor pentru care sînt destinate. La unele servicii care se ocupă cu exploatarea instalațiilor de protecție și automatizare, fișele conțin rubrici care oglindesc datele și rezultatele obținute la verificările periodice, cum și termenul la care s-au efectuat acestea.

Pentru serviciile care urmăresc modul de comportare al instalațiilor de protecție și automatizare, datele reglajelor se trec în scheme monofilare și numai la protecțiile principale. Schemele monofilare cu reglajele protecțiilor se întocmesc pe stații, centrale sau zone restrînse ale sistemului energetic, pentru ușurarea calculării și a evidențierii acestora.

Modificările reglajelor instalațiilor de protecție și automatizare se fac pe baza dispozițiilor scrise sau telefonice, emise de organul ierarhic în specialitate. Executarea modificării de asemenea se face cunoscută prin raportare telefonică sau scrisă.

În cazul cînd organul superior execută direct o modificare a reglajului instalațiilor de protecție și automatizare, o înregistrează clar și complet în registrul special de dispoziții.

12.9.5. Fișa de evidență a funcționării instalațiilor de protecție și automatizare

În scopul urmăririi raționale a modului de funcționare a instalațiilor de protecție și automatizare și al analizării măsurilor necesare îmbunătățirii acestora, în centrale și stații trebuie să se introducă fișe speciale care să înregistreze acționarea acestora. Fișele în care se înregistrează funcționarea instalațiilor de protecție și automatizare se completează de personalul de serviciu (din tură) și au ca scop analiza ulterioară a comportării acestora. În aceste fișe este necesar să se înregistreze în afară de elementele care au semnalizat sau acționat și alte date, tensiune, frecvență, timp etc., necesare identificării ulterioare a modului în care poate fi apreciată funcționarea respectivă. Aceste fișe se stabilesc pentru fiecare stație sau centrală în parte, în funcție de instalațiile pe care le posedă.

În unele stații sau centrale mari se obișnuiește ca datele corespunzătoare funcționării instalațiilor de protecție și automatizare să fie înregistrate în registrul de evenimente al personalului de tură sau în unul special.

Serviciile sau secțiile care răspund de exploatarea și întreținerea instalațiilor de protecție și automatizare au datoria ca la sfîrșitul fiecărui an să întocmească o evidență anuală asupra rezultatului funcționării protecțiilor pe care le posedă. Această evidență trebuie centralizată la organul superior, unde trebuie analizată pe întreg sistemul energetic. În ea trebuie cuprinse toate datele necesare unei analize complete la nivelul organului tutelar în special următoarele:

— enumerarea cazurilor de acționare incorectă a instalațiilor de protecție sau automatizare, împreună cu o scurtă descriere tehnică a fiecărui caz în parte, cum și a cazurilor de acționare corectă care au contribuit la lichidarea falsă a avariei sau a perturbării regimului normal de funcționare; în scurta analiză ce se face cu această ocazie trebuie să fie indicată împrejurarea datorită căreia s-a produs acționarea incorectă, scoaterea în evidență a cauzelor și măsurile tehnice adoptate în scopul prevenirii cazurilor asemănătoare;

— înșiruirea defectelor caracteristice ale aparatajului scoase la iveală în timpul probelor sau verificărilor, dar neamintite în rîndul cazurilor de acționare incorectă;

— măsurile principale luate în sensul îmbunătățirii și modernizării instalațiilor de protecție și automatizare și modul de exploatare a acestora; modul cum au fost experimentate și introduse pentru prima dată în funcțiune, cum și rezultatele obținute pînă la data respectivă.

12.10. INTERPRETAREA ACȚIONĂRII INSTALAȚIILOR DE PROTECȚIE ȘI AUTOMATIZARE

După cum s-a arătat, stabilirea reglajelor instalațiilor de protecție și automatizare din sistemele energetice au la bază calculul curenților de scurtcircuit. Dat fiind faptul că în calculele de scurtcircuit se fac o serie de aproximații asupra coeficienților introduși în formule, metodele folosite și alte erori posibile fac ca precizia reglajelor stabilite să nu fie suficient de satisfăcătoare pentru necesitățile reale ale protecțiilor respective.

În afară de aceasta, realizarea practică a reglajelor stabilite prin calcul poate introduce erori destul de însemnate, prin faptul că aprecierea valorilor necesare se face cu ajutorul aparatelor de măsurat sau a utilajelor care nu au o clasă de precizie prea mare. Deci erorile aparatelor și ale utilajelor, ca și cele de citire sau de apreciere, se adaugă la cele de calcul.

Releele însăși sînt aparate care nu au o precizie prea mare, iar acest lucru este amplificat și de faptul că ele se racordează în general în secundarul transformatoarelor de măsură și prin alte elemente intermediare, a căror clasă de precizie este de asemenea redusă (în general clasa 3, sau mai mare).

Fenomenele reale din sistemul energetic sînt mult mai complexe și mai variate decît cele de care s-a ținut seama în calculele stabilirii reglajelor sau a

schemelor de protecție. De exemplu, fenomenele tranzitorii, pendulații, scurtcircuite monofazate cu întreruperi de conductoare conduc la situații foarte diferite de cele preconizate în calcule.

Natura defectelor în sistemele energetice sînt de asemenea un motiv de funcționare nesigură a elementelor componente ale instalațiilor de protecție și automatizare, în sensul că scurtcircuitele posibile în realitate sînt cu mult mai variate decît cele prevăzute.

Toate cele arătate mai sus, cum și alte cauze care pot apărea în realitate conduc la funcționarea instalațiilor de protecție și automatizare, cu erori destul de mari, ajungîndu-se uneori la nefuncționare sau funcționare falsă. Pentru corectarea acestor erori este necesar ca funcționarea protecțiilor să fie verificată pe defecte reale. În acest scop se utilizează în tehnica mondială două metode diferite:

— realizarea unor defecte voite în rețelele de înaltă tensiune;

— evidența și analiza comportării funcționării protecțiilor în cazul defectelor din rețea.

Realizarea defectelor voite în rețea este destul de dificilă și necesită o serie de măsuri speciale, de regulă generală, după ce se stabilește tipul defectelor ce trebuie inițiate și zona în care acestea trebuie realizate, se întocmește un program detailat de punere în practică a acestora. Zona în care se realizează defectul este determinată în general de protecția sau instalația asupra căreia se efectuează încercările.

Programul acestor probe trebuie să conțină: calculele curenților de scurtcircuit care pot apărea în cazul acestor defecte, punctele din sistem unde se înregistrează valorile mărimilor electrice care variază în timpul defectului, înregistrare a funcționării tuturor protecțiilor care acționează sau semnalizează. Un calcul preliminar al curenților de scurtcircuit este necesar pentru aprecierea mărimilor ce trebuie înregistrate în diferite puncte ale sistemului și pentru aprecierea tuturor elementelor care pot demara, din zona în care se realizează defectul. Pregătirea tuturor măsurilor ce se efectuează în timpul probelor este de o importanță deosebită în scopul asigurării complete a înregistrării acestora.

Evidența defectelor lichidate în mod normal de către instalațiile din sistem, cum și analiza ulterioară a comportării protecțiilor în zonele afectate de avarie constituie un mijloc foarte eficace de corectare a reglajelor protecțiilor. În toate țările cu o energetică dezvoltată se ține o evidență și o statistică scrisă în acest domeniu. Anual se analizează modul de comportare a instalațiilor de protecție și automatizare în modul cel mai amănunțit posibil. Se analizează separat, pe tipuri de protecții, de defecte și chiar elemente. Numai în acest fel se pot trage concluzii mai reale în ce privește modul de comportare a diferitelor sisteme de protecție pentru lichidarea selectivă și rapidă a defectelor.

Cu ajutorul mijloacelor de verificare expuse sumar mai sus se pot evidenția comparativ tipurile de protecție cele mai eficace într-o zonă sau alta a sistemului energetic. Din studiul materialelor obținute în acest fel se mai pot impune modoficări de scheme sau reglaje pentru anumite instalații care au avut comportări suspecte în repetate rînduri. De asemenea se mai pot impune modificări în ce privește termenele de verificare periodică a instalațiilor de protecție și automatizare.

BIBLIOGRAFIE

1. R ü d e n b e r g, R. *Fenomene tranzitorii în sistemele electroenergetice* (trad. din l. engleză) Editura tehnică, 1959.
2. T i t z e, H. *Fehler und Fehlerschutz in elektrischen Drehstromanlagen*, 1951.
3. F e d o s e e v, A. M. *Protecția prin relee a sistemelor electrice* (trad. din l. rusă). București, E.E.S., 1954.
4. F e d o s e e v, A. M. *Osnovî releinoi zașcitî*, Moscova. G.E.I., 1961.
5. N e u g e b a u e r, H. *Selektivschutz*. Springer-Verlag, 1958.
6. S c h u m a n n, W. O. și P r i n t z, H. *Fortschritte der Hochspannungstechnik*.
7. Z i m a n d, R. *Funcționarea protecției prin relee la duble puneri la pămînt*. București, I.T.D., 1967.
8. M. I. C .M. *Catalog de aparate electrice de înaltă tensiune*. O.D.P. T., 1967.
9. G e r t s c h, G. A. *Transformateurs de tension capacitifs et leur fonctionnement avec les relais de protection de réseaux*. Raport nr. 318 CIGRÉ, 1960.
10. STAS 4324-70 *Transformatoare de curent . Condiții generale*.
11. F a b r i k a n t, V. L., G l u h o v, V. P. și P a p e r n o, L. B. *Elementî ustroistv releinoi zașcitî i avtomatiki energosistem i ih proektirovanie*. Izd. Vîsșaia școla, 1968.
12. C o l u m b e a n u, P. *Sisteme moderne de protecție a rețelelor electrice*. București, I.D.T., 1968.
13. * * * *Catalog de produse* I.R.M.E., 1970.
14. M.E.E. *Normativ pentru proiectarea instalațiilor de protecție prin relee și automatizare*. O.D.P.T., 1969.
15. B a p t i d a n o v, L. N. și T a r a s o v, V. I. *Echipamentul electric al centralelor și stațiilor electrice* (trad. din l. rusă), Vol. II și III. Editura tehnică, 1955.
16. B e r k o v i c i, A. M. și S e m e n o v, V. A. *Osnovî tehniki i ekspluatații releinoi zașcitî* (ed. a III-a). Moscova G.E.I., 1960.
17. N e u g e b a u e r, H. *Messtechnische Grundlagen der Widerstandsmessung beim neuen Siemens-Leitungsschutz*. În: Siemens-Zeitschrift, V, 1951.
18. * * * *Neuartige Vergleichschutzsysteme*. Sonderdruck Siemens.
19. F a v r a u d, J. *Fonctionnement et protection des réseaux de distribution*. Electricité de France, 1964.
20. P e n e s c u, C. I. *Sisteme de protecție de distanță*. Editura Academiei R.S.R., 1971.
21. P e n e s c u, C. I. și C ă l i n, S. *Protecția prin relee electronice a sistemelor electrice*. Editura tehnică, 1969.
22. C ă l i n, S. și M a r c u, S. *Protecția prin relee a sistemelor electrice*. Editura tehnică, 1965.
23. P e n e s c u, C. I., C ă l i n, S. și C h e n z b r a u n, I. *Studiul posibilității de utilizare a releului RD-11 în rețelele electrice din R.P.R.* În: Buletinul Institutului Politehnic București, XXVI.

24. Warrington, A. R. van, *Protective relays. Their Theory and Practice*. ed. 2, Chapmann and Hall Ltd., 1968.
25. Pétard, M. *La protection des réseaux électriques à haut tension. Solutions actuelles et perspectives d'avenir*. În: Bull. Scientifique de L'A.T.M., 1, 1964.
26. Cernobrovov, N. V. *Releinaia zașcita* (ed. a II-a). Moscova, G.E.I., 1959.
27. Commission electrotechnique internationale (C.E.I.), Publication 34-1, *Machines électriques tournantes*. 1969.
28. * * * *Protective relays application guide*. The English Electric Company Ltd., 1967.
29. Westphal, B. *Ständererdschlusschutz von Generatoren*. În: Siemens-Zeitschrift, IV, 1953.
30. Kakuevițkii, L. I., Krupitkii, A. I. și Sakov, A. D. *Spravocinik rele zașcitî i avtomatiki*. Moscova, G.E.I., 1968.
31. M. I. C. M. *Catalog de transformatoare*. O.D.P.T., 1966.
32. * * * *Rukovodiașcie ukazaniia po releiinoi zașcite. Zașcita blokov generator : transformator i generator-avtotransformator*. Izd. Energiia, 1963.
33. Schimid, B. *Zur Frage des Schutzes von Turbosätzen in Blockkraftwerken*. În: Elektrizitätswirtschaft, VI, 1957.
34. Abel, G. *Sammelschienenschutz für 110-kV-Anlagen*. În: Siemens-Zeitschrift, V, 1969.
35. Chenzbraun, I. *Aspecte legate de realizarea unei protecții diferențiale de bare, sensibilă și selectivă*. În: Energetica, IX, 1969.
36. Baske, H., *Motorschutz*, V.T., 1954.
37. Spînu, A. *Protecția instalațiilor electrice de joasă tensiune*. Editura tehnică, 1971.
38. Soloviev, I.I. *Avtomatizațiia energeticeskih sistem* (ediția a doua). Moscova, G.E.I., 1956.
39. Penescu, C. I. *Automatica și telemecanica sistemelor energetice*. Vol. II, Editura Academiei R.P.R., 1960.
40. M.E.E.I.E. *Instrucțiuni pentru amenajarea instalațiilor de AAR*. O.P.E.D., 1957.
41. Barzam, A. B. *Sistemnaia avtomatika*. Izd. Energiia, 1964.
42. Berkovici, A. M. și Semionov, V. A. *Osnovî avtomatiki energosistem*. Izd. Energiia, 1968.
43. Petard, M. *Evolution actuelle des principes et des moyens de protection des réseaux d'interconexion*. În: Revue generale de l'électricité, nr. 9, 1969.
44. STAS 4323-70. *Transformatoare de tensiune. Condiții generale*.
45. Negreanu C. *Instrucțiuni de proiectare. Centrale și stații. Transformatoare de curent*. București, I.S.P.E., O.P.D.T., 1965.
46. Badea, I. *Efectuarea probelor pe viu ale instalațiilor electrice de la primul bloc de 315 MW—CET Craiova*. În: Construcții și montaje energetice, I, 1968.